

Resumen

Este proyecto final de carrera se basa en modelar los costes gastos asociados al desarrollo, el despliegue y la puesta en marcha de un parque eólico offshore (CAPEX). Se tienen en cuenta los elementos que lo forman hasta el punto de conexión a tierra. Para obtener el modelo se hizo un estudio estadístico de regresión y se observó que no era concluyente debido a la falta de datos. Por lo cual se decidió realizar estudios de análisis de datos y de observaciones vistas mediante el uso de regresiones lineales teniendo en cuenta la influencia de modelos de otros autores respecto a la realidad.

El modelo que se ha encontrado, se ha implementado en un programa informático que se basa en una plantilla de Excel y un formulario gráfico donde, mediante la introducción de inputs, se calcula el coste del CAPEX. Este programa es por tanto una macro de Microsoft Excel, lo que facilitará el uso de programa y permite poder acceder fácilmente al código por si fuese necesario por parte del usuario.

Actualmente hay diversos estudios e implementaciones de modelos en software. Estos estudios no contemplan todos los elementos analizados o el modelo se ha quedado obsoleto. La única herramienta informática disponible con carácter similar al del proyecto es OWECOP. Pero este programa no está al alcance de todas las empresas debido a sus precios elevados y a la cantidad de inputs necesarios.

En el capítulo 5 se detallan las decisiones que se han debido considerar previamente y durante todo el diseño de la herramienta. También se detallan los criterios de todos los procedimientos contenidos en el estudio y se valida el modelo probándolo en los dos últimos parques eólicos offshore instalados en el Reino Unido en el año 2013.

Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
1. GLOSARIO	5
2. INTRODUCCIÓN	6
2.1. Objetivos del proyecto	6
2.2. Alcance del proyecto.....	6
2.3. Metodología	6
3. INTRODUCCIÓN A LOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE	7
3.1. Energía eólica	7
3.2. Parque eólico	7
3.2.1. Parque eólico onshore	8
3.2.2. Parque eólico offshore	9
3.2.3. Partes de un parque eólico Offshore.....	10
4. PROGRAMA INFORMÁTICO OWECOP	21
5. ANÁLISIS DEL COSTE DE INSTALACIÓN	23
5.1. Introducción	23
5.2. Primer análisis.....	26
5.3. Análisis de los costes de la instalación offshore	28
5.4. Ajuste de las ecuaciones	33
5.4.1 Estudio de la turbina	34
5.4.2 Estudio de los cimientos.....	35
5.4.3 Estudio de la instalación.....	37
5.4.4 Estudio de la red eléctrica	40
5.5. Formulación de los costes	41
5.6. Implementación a software	51
5.7. Verificación del modelo	53
6. IMPACTO EN LA SOCIEDAD	58
6.1. Impacto visual	58
6.2. Impacto acústico	58
6.3. Impacto en la flora y fauna.....	58
6.4. Impacto en la pesca.....	59
6.5. Impacto medioambiental.....	59
6.6. Impacto medioambiental del PFC.....	59

7. PRESUPUESTO DEL PROYECTO	60
CONCLUSIONES	61
AGRADECIMIENTOS	62
BIBLIOGRAFIA	63
Referencias bibliográficas	63

1. Glosario

EWEA: The European Wind Energy Association

NREL: National Renewable Energy Laboratory

WindPact: Wind Partnerships for Advanced Component Technology

OWECOP: Offshore Wind Energy – Cost and Potential

R: Radio de la turbina del aerogenerador

D: Diámetro de la turbina del aerogenerador

d: Profundidad media al lecho marino

h: Altura a la que se encuentra el hub

P_N: Potencia nominal del aerogenerador

r_{xy}: Correlación de Pearson

2. Introducción

2.1. Objetivos del proyecto

Este proyecto se marca como objetivo el interpretar, mediante fórmulas, los costes asociados a la instalación de un parque eólico offshore para así poder implementarlo en un software que represente de forma cómoda e intuitiva dichos costes. Con esto se busca poder facilitar la previsión del coste de un parque eólico sin necesidad de referirse a herramientas de costes muy elevados y de acceso limitado.

2.2. Alcance del proyecto

El proyecto se limita al estudio del coste de las turbinas, cimientos y conexiones eléctricas hasta tierra. Se ha tenido en cuenta los factores necesarios para instalar los elementos y transportarlos, así como los costes de las protecciones necesarias como la de scour (o socavamiento). No se ha tenido en cuenta el mantenimiento ni la fase de proyección del proyecto. Esto es debido a que se busca encontrar un valor sobre el coste en el momento de la instalación del parque, sin tener en cuenta los costes asociados a acciones posteriores.

2.3 Metodología

El estudio se ha realizado mediante el análisis con herramientas estadísticas de una base de datos de parques eólicos. También se han utilizado referencias de estudios previos debido a la falta de datos disponibles públicamente. Con el uso de herramientas estadísticas y datos analizados se implementan dichos estudios.

3. Introducción a los parques eólicos offshore

3.1. Energía eólica

La energía eólica es la energía cinética producida por las corrientes de viento y es transformada al tipo de energía más conveniente para el uso humano. Hace miles de años ya se utilizaba la energía eólica para transmutarla en energía mecánica, ya sea para impulsar los barcos de vela, bombear agua o moler grano con molinos de eje vertical y velas de junco.

En los comienzos de la industrialización moderna, la energía eólica pasa a un segundo plano ya que comienza a hacerse uso de recursos fósiles como el petróleo. Esto es debido a que se considera que es un recurso más consistente.

Actualmente, debido al impacto en el precio sobre el petróleo, en 1970, la actividad más empleada es la de la transmutación a energía eléctrica. Desde los años 80 del siglo XX, la energía eólica ha ido ganando importancia y se han creado diversos parques eólicos alrededor de la superficie terrestre.

La energía eólica representa diversas ventajas:

- No produce residuos contaminantes ni emisiones atmosféricas.
- No requiere una combustión y por lo tanto no contribuye al incremento del efecto invernadero.
- La situación actual permite cubrir la demanda de energía en España un 30%.
- La instalación de la tecnología es rápida, de 6 meses a un año.
- Permite la auto-alimentación de viviendas.

3.2. Parque eólico

Un parque eólico es un conjunto de aerogeneradores conectados mediante cables de transmisión eléctrica. Están dispuestos de tal manera que aprovechan al máximo la fuerza del viento para convertirlo en energía eléctrica y así poder suministrarla para el uso doméstico o industrial.

Como se observa en la figura sacada del informe anual de estadísticas sobre la energía eólica en el mundo de “The European Wind Energy Association”, hay dos tipos de parques eólicos: Onshore y Offshore.

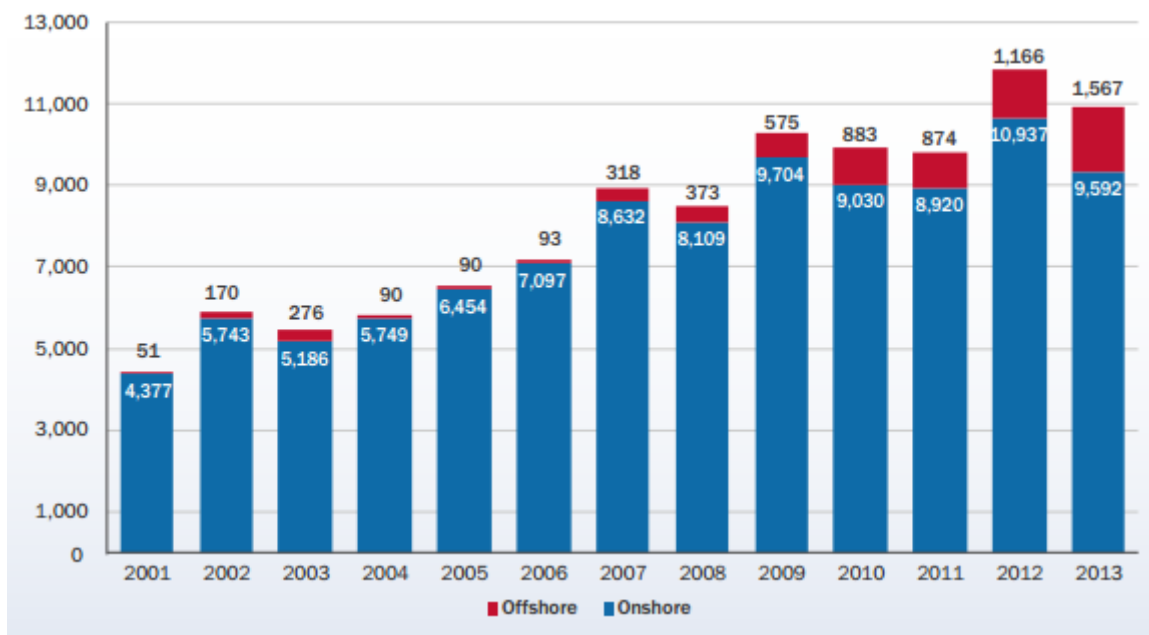


Fig. 3.1 Instalación eólica anual EU – [8]

Se puede ver como hay una tendencia a incrementarse la potencia instalada (en MW) de los parques offshore haciendo que el año 2013 sea un año récord con 1567 MW. Esto supone un 14% sobre la energía eólica total instalada frente al 10% del año 2012.

3.2.1. Parque eólico onshore

Se refiere a los parques eólicos que están instalados en tierra firme. Las instalaciones de parques eólicos onshore generan un gran impacto visual para las poblaciones cercanas debido a que, para utilizar al máximo la energía del viento, los aerogeneradores se disponen en zonas abiertas. Así se consigue que el viento utilizado para girar las aspas sea de mayor calidad.

Actualmente estos parques eólicos son los más habituales, pero se está generando un incremento en la instalación de aerogeneradores en el mar, cosa que implica que se esté tratando de estudiar de forma más concienzuda la implementación de estos parques.

3.2.2. Parque eólico offshore

Actualmente la mayoría de las regiones donde es adecuado instalar aerogeneradores terrestres ha sido ocupada y se han complicado los trámites para dicha instalación. Es por eso que surge la idea de los parques eólicos offshore, es decir, aerogeneradores situados en el mar. Como se observa en la Fig. 3,1, mientras que la energía instalada de aerogeneradores en el mar aumenta cada año de forma considerable, la energía instalada onshore anual disminuye o se incrementa en porcentajes muy pequeños desde el 2009.

La instalación de un parque eólico offshore consiste en diversos aerogeneradores conectados entre sí, que transforman la energía eólica en energía eléctrica mediante una dinamo y transmiten la corriente eléctrica con el uso de cables submarinos hasta llegar a tierra firme. Generalmente se utiliza una plataforma con un transformador de potencia para después poder distribuir la energía eléctrica.

A diferencia de los parques eólicos onshore, los offshore necesitan de unos cimientos para anclarse a tierra en la profundidad del lecho marino. Así como barcos que transporten los aerogeneradores y los diferentes elementos que componen el parque. Estos barcos también serán necesarios a la hora de realizar la instalación en el mar.

A pesar de tener puntos en común, un parque eólico offshore tiene características que hacen que se diferencie respecto a uno onshore. Los aspectos positivos respecto a este último tipo son:

- Viento con más potencia en el mar y, en general, menos turbulento.
- Pueden situarse las torres a una altura más baja.
- La vida útil es mayor.
- Amplitud de espacio.
- Vientos más predecibles. La energía producida es más constante lo que se deriva en una compensación de costes adicionales.
- Reducción del impacto medioambiental y visual.

Pero, a pesar de las ventajas anteriormente nombradas, también presenta inconvenientes respecto a la eólica terrestre. Estos aspectos negativos se muestran a continuación:

- Coste de instalación superior.
- Dificultad en el montaje y el mantenimiento.
- Tecnología de cimentaciones no muy desarrollada.

3.2.3. Partes de un parque eólico Offshore

Un parque eólico offshore está compuesto por diversos elementos. Algunos son los mismos que en los parques onshore como es la turbina, pero también se encuentran elementos como los cimientos y las plataformas flotantes que sólo estarán presentes en los parques marinos. En este estudio se tendrán en cuenta los diferentes elementos que componen el parque hasta llegar a tierra:

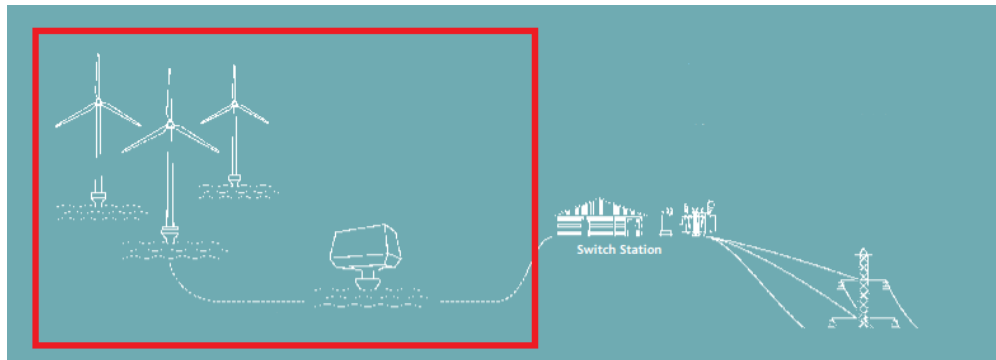


Fig. 3.2 Limitación del estudio - www.nystedwindfarm.com

- **Aerogenerador:**

Según la definición de *the Office of Energy Efficiency & Renewable Energy*, los aerogeneradores son generadores eléctricos que funcionan sobre el siguiente principio: la energía proporcionada por el viento hace girar las aspas que forman una hélice alrededor de un rotor. El rotor está conectado al eje principal, que hace girar un generador para generar electricidad. Se puede hablar de dos tipos: Los de eje horizontal y los de eje vertical.

Eje vertical: La característica principal es que el eje de rotación es perpendicular al suelo. Existen 3 tipos de aerogenerador de eje vertical:

- *Darrieus:* Está formado por dos o tres Arcos que giran alrededor del eje

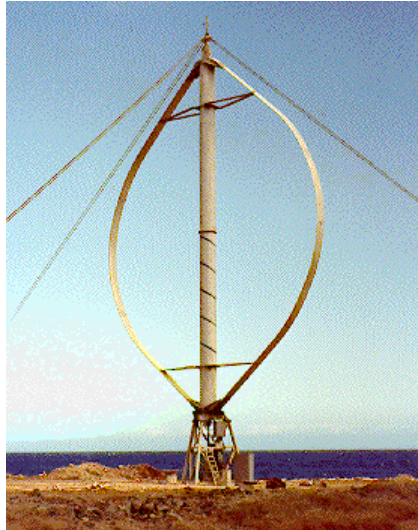


Fig. 3.3 Aerogenerador de eje vertical Darrieus– infoelica.com

- *Panemone*: Se compone de superficies de sustentación que giran alrededor de un eje vertical.



Fig. 3.4 Aerogenerador vertical: Panemonas – www.fieldlines.com

- *Savonius*: Consta de dos o tres semicilindros colocados de forma opuesta, que funcionan por la fuerza de arrastre



Fig. 3.5 Aerogenerador eje vertical: Savonius – greenenergyreporter.com

Eje horizontal: El rotor es de tipo hélice de eje horizontal. Son aquellos aerogeneradores en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo a tierra. La característica principal es su eficiencia, confiabilidad y capacidad para adaptarse a diferentes potencias. El movimiento que provoca el viento sobre las aspas es debido a la fuerza de empuje. Es por eso que, aunque con esta disposición, el viento impacta perpendicular a la rueda del rotor, gracias a la diferencia de presiones provocadas por la forma de las aspas genera el movimiento.

1. Cimientos
2. Conexión a la red eléctrica
3. Torre
4. Escalera de acceso
5. Sistema de orientación
6. Góndola
7. Generador
8. Anemómetro
9. Freno
10. Caja de cambios
11. Pala
12. Inclinación de la pala
13. Rueda del rotor

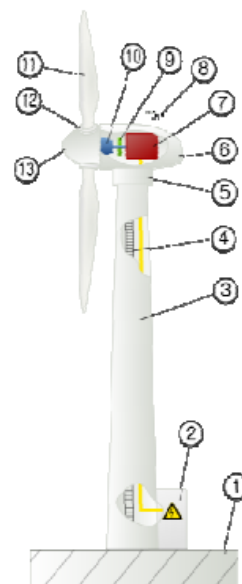


Fig. 3.6 Aerogenerador de eje horizontal - www.economiadelaenergia.com

Se observa que el aerogenerador se formaría con la turbina y la torre. La turbina, está compuesta de diversos elementos como serían las palas, el hub (o buje), la caja de cambios, el generador, etc. En el esquema de la Fig 3.6 sacado de [9] se visualizan los diferentes elementos que serán analizados en el apartado de costes.

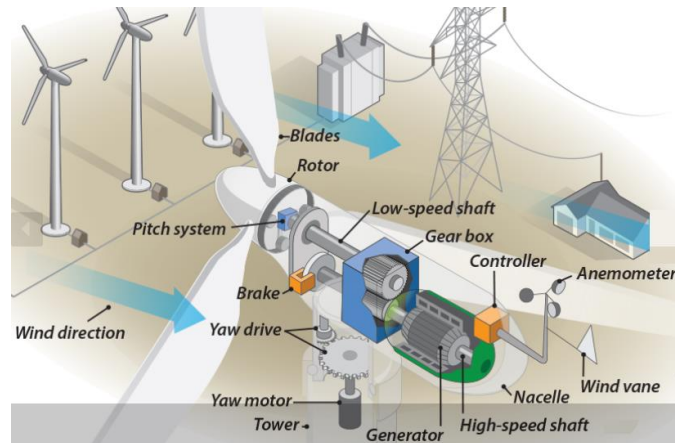


Fig. 3.7 Elementos de una turbina – [9]

- **Cimientos:**

Son la base que une el aerogenerador con el suelo del lecho marino. Dependiendo de la profundidad que haya en el lugar donde se quiere instalar el aerogenerador, será necesario utilizar un tipo de cimiento u otro, cosa que hará que el coste se incremente más o menos. Se ha realizado una distinción de qué tipo cimiento se adecúa más para un intervalo de profundidades. Esta clasificación se ha conseguido del reporte de [4].

- **Aguas de menos de 30m de profundidad**

Cimientos por gravedad: son los más económicos.

Se puede hablar de dos tipos de cimientos por gravedad: de hormigón y de acero.

Los cimientos por gravedad de hormigón tienen una base relativamente grande ocasionando altas cargas laterales por los movimientos del agua. A su vez, el coste de fabricación e instalación, aumenta considerablemente con la profundidad. Por tanto es una opción que debería ser considerada para aguas poco profundas.

En los cimientos por gravedad de acero, se utiliza una mezcla de hormigón armado con un tubo de acero cilíndrico situado en una caja de acero plana sobre el lecho marino. Este tipo de cimentación es más ligera que las de hormigón. Se debe proteger la zona alrededor de la cimentación aplicando cantos rodados o rocas. Las grandes ventajas son que el peso es más ligero, por lo tanto tendrá más facilidad de manipulación, y los gastos de montaje e instalación no aumentan exponencialmente con la profundidad.

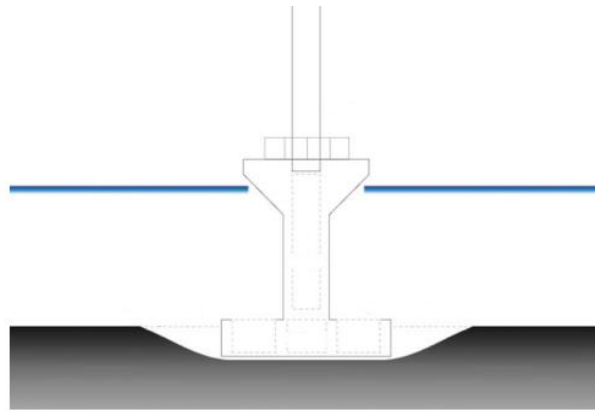


Fig. 3.2 Cimiento por gravedad – [4]

Cimientos mono pilote: Los más utilizados actualmente

Las estructuras de mono pilote son el resultado de la prolongación del fuste de la torre del aerogenerador bajo la superficie hasta la zona del suelo marino. En general, la corrosión no es problema para estos cimientos y no se necesita una protección tan elevada para la socavación como la de los cimientos por gravedad. Por otra parte, este tipo de estructura no es adecuada para fondos marinos donde hay una alta densidad de rocas o cuando la arcilla es predominante en todas las capas y a su vez, requiere un equipo de pilotaje pesado. Se considera la opción más económica para profundidades de 10-15 m. Según un informe realizado por el The European

Wind Energy Association (EWEA), el 79% de los parques eólicos instalados en la unión europea utilizan cimiento tipo mono pilote.

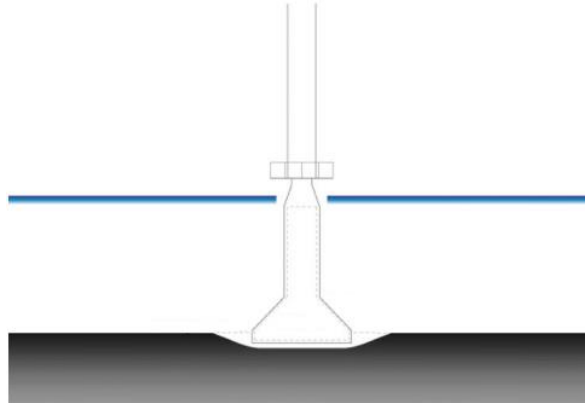


Fig. 3.3 Cimiento mono pilote – [4]

- **Aguas entre 20-40 m de profundidad**

Cimientos tipo Trípode:

Este tipo de cimentación es parecida a la cimentación mono pilote, sólo que ésta se ayuda de tres pilotes de acero que reparten el esfuerzo y se ajusta a la mayoría de suelos marinos. Estos cimientos se ajustan mejor en sedimentos poco turbulentos. Se requiere una preparación mínima del lugar previo a la instalación.

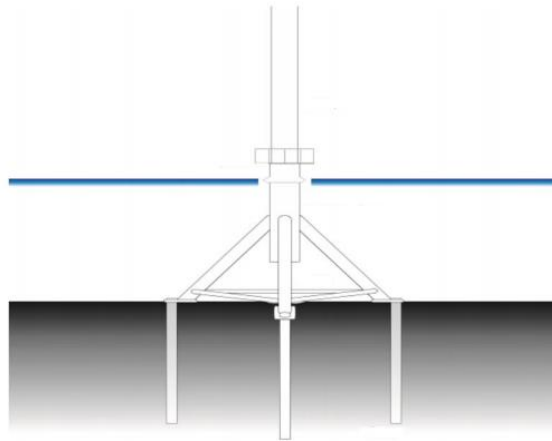


Fig. 3.4 Cimiento Trípode – [4]

Cimientos tipo Jacket:

Este tipo de cimientos se componen por una red cuadrada de barras de acero anclada al fondo marino mediante 3 o 4 pilotes. Las varillas de acero están unidas entre sí mediante soldadura o por el uso de fundas moldeadas. Es una técnica que procede de las plataformas petroleras y está adaptada para grandes profundidades. Es eficiente desde el punto de vista económico cuando supera profundidades de 20 metros, ya que requiere menos acero que, por ejemplo, las estructuras mono pilote o trípode.

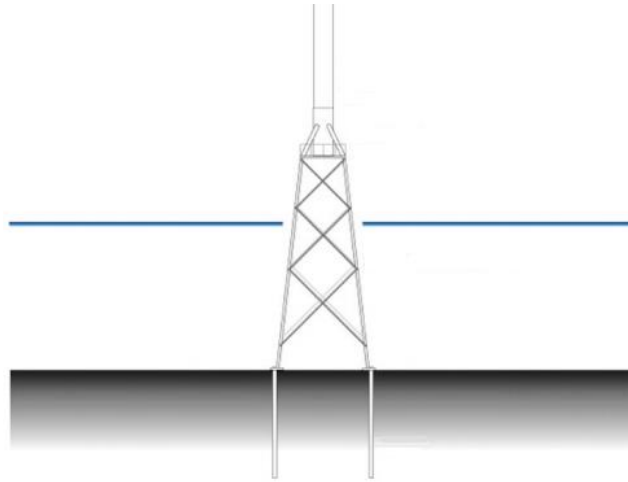


Fig. 3.5 Cimiento tipo Jacket - [4]

- **Aguas de más de 50m de profundidad:**

Soportes flotantes:

Esta tecnología tiene origen en los avances producidos en las torres petrolíferas. Consiste en que el aerogenerador se mantiene en una plataforma flotante, la cual está fijada al suelo marino mediante una serie de tensores de acero

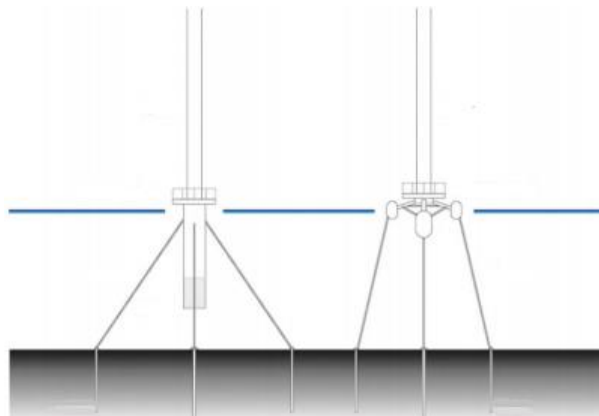


Fig. 3.6 Soporte flotante – [4]

- **Red eléctrica:**

Son los cables que conectan tanto los aerogeneradores entre sí como los que transmiten la electricidad hasta tierra. La sección de estos cables es generalmente más grande cuando se trata de los cables que exportan la energía eléctrica a tierra.



Fig. 3.7 Cable submarino – pennenergy.com

A la hora de configurar la red de cables existen diversas posibilidades, las cuales serán más o menos adecuadas dependiendo de las necesidades que se produzcan. Algunos ejemplos sacados de [7] son:

- *Conexión en estrella:* Cada turbina está directamente conectada a la central eléctrica. Esta solución es muy flexible y estable, pero de un coste económico muy elevado.

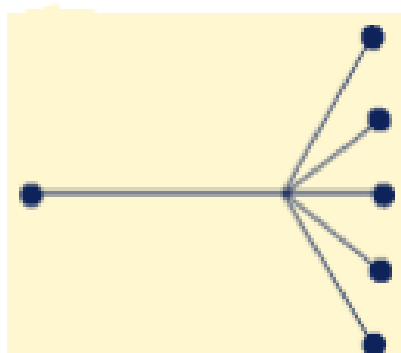


Fig. 3.8 Conexión en estrella – [7]

- *Conexión en anillo:* Este tipo de conexión consiste en conectar las 2 turbinas de los extremos a la central eléctrica mediante 2 cables. Esta solución es bastante estable debido a que si el cable entre 2 turbinas fallase, todas ellas aun podrán transferir electricidad a la red.

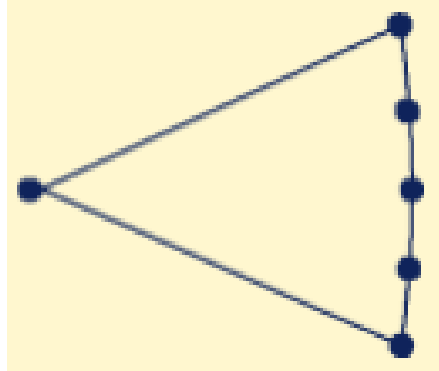


Fig. 3.9 Conexión en anillo – [7]

- *Conexión central:* La turbina central se conecta a la central eléctrica mediante 2 cables. El resto están conectadas a la central en serie. Esta solución es la menos flexible debido a que si un cable que conecta 2 turbinas fallase, una parte de turbinas dejaría de transmitir electricidad a la red.



Fig. 3.10 Conexión central – [7]

- **Plataformas flotantes:**

A veces se necesitarán plataformas offshore donde se colocará un transformador. Estas plataformas actúan a modo de soporte e incrementan el coste de lo que se denomina “grid”, o red del cableado.

4. Programa informático OWECOP

OWECOP (Offshore Wind Energy Cost and Potential) es un programa informático, desarrollado por el Centro de Investigación Energética de los Países Bajos. Acopla un sistema de información geográfica, que contiene una base de datos con propiedades relevantes de la zona de aguas, la velocidad del viento ambiental, dimensiones de la altura de las olas, la profundidad al lecho marino y la distancia a la costa. También incorpora un programa de hoja de cálculo de Excel para determinar los costes de la turbina y la torre, los cimientos, la conexión eléctrica, la instalación y el transporte.

El programa realizado por el centro de investigación energética utiliza un número elevado de parámetros que se pueden introducir por el usuario u obtienen su valor de la base de datos que disponen. En la Tabla 5.9 se puede ver una muestra de alguna de estas variables junto a sus dependencias.

Parámetros	Depende de
Turbina: Robustez	Especificación del usuario
Turbina: Potencia nominal	Especificación del usuario
Turbina: Potencia específica	Tipo de turbina
Cimiento: Diámetro máx. pilón	Diseño de la turbina
Cimiento: Exceso de corrosión	Diseño de la turbina
Cimiento: Media anual vel. viento	Localización del parque
Cimiento: Densidad del material	Diseño de la turbina
Transporte: Nº de barcos usados	Especificación del usuario
Transporte: Tiempo fijado entre turbinas	Diseño de la turbina
Instalación: Nº barcos usados	Especificación del usuario
Instalación: Tiempo fijado entre turbinas	Diseño de la turbina

Tabla 4.1 Muestra de algunos parámetros necesarios en OWECOP – Fuente propia

Mediante la introducción de estos parámetros, el programa hace los cálculos con el modelo que tiene implementado y saca como resultados un modelo determinista, en caso que se hayan podido introducir todos los parámetros, o modelos probabilísticos si no se han podido todos. En este caso queda a la interpretación del usuario analizar los resultados.

El programa informático OWECOP tiene como objetivo determinar el coste de producción de la energía de un parque eólico y está orientado para el uso de desarrolladores de proyectos, responsables políticos, autoridades, inversionistas, bancos y empresas de servicios públicos.

A diferencia de OWECOP, en este proyecto se buscará la implementación de un programa informático mediante un modelo de costes que dé como resultado el coste de la instalación de un parque eólico en lugar del coste de producción de la energía eléctrica. Además,

se buscará la modelación mediante la necesidad de menos inputs. De esta forma se consigue un uso más fácil y de manera opensource. Ya que el gran defecto de OWECOP es que, debido a quien está orientado, hace difícil adquirir el programa y hacer probaturas para la mediana y pequeña empresa o para cualquier persona que quiera realizar estudios de costes.

5. Análisis del coste de instalación

5.1. Introducción

El CAPEX es algo que se ha estudiado desde que se empezó a implementar este tipo de soluciones energéticas. Se define el CAPEX en un proyecto de parque eólico offshore como todos los gastos asociados con el desarrollo de parques eólicos, el despliegue y la puesta en marcha hasta el momento de la emisión de un certificado de recepción. Es decir, no se incluye el coste del mantenimiento ni el de operaciones realizadas después de la instalación. La dificultad a la hora de conseguir determinar el coste asociado por cada factor ha hecho la necesidad de hacer estudios sobre los parques ya instalados.

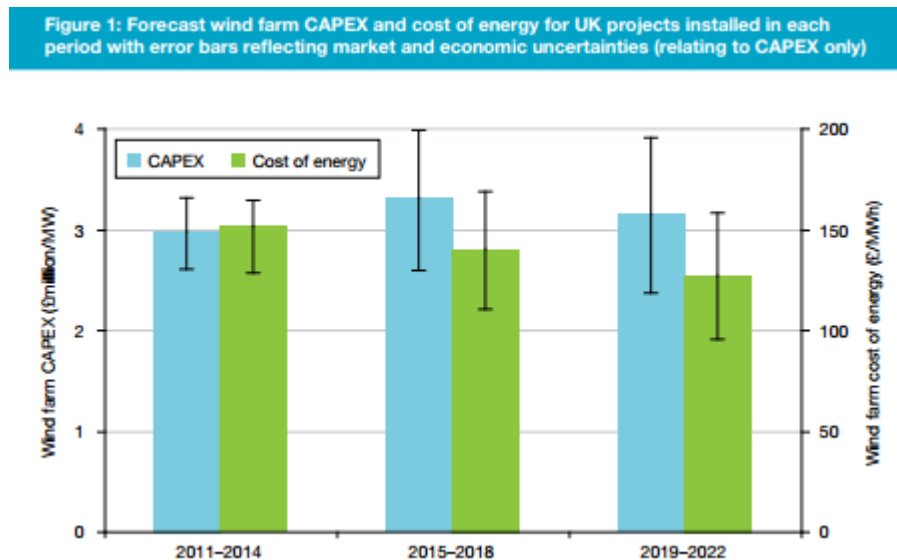


Fig. 5.5.1 Evolución del CAPEX – [5]

Se observa que el CAPEX varía entre 3,5 y 4 M€/MW según un estudio realizado utilizando como base de datos los parques eólicos offshore instalados en el Reino Unido. Gracias a estos estudios se determina un porcentaje asociado a cada parte que compone la instalación de un parque eólico. Estas partes serían la turbina, el cimiento, el sistema eléctrico y la red eléctrica. Dichos porcentajes varían dependiendo del autor. Según [5], en el 2011, se separarían los costes del CAPEX en los siguientes factores:

- *El proyecto*: Dentro de este factor se incluyen desde los procesos de desarrollo y consentimientos que se requieren hasta el punto de cierre financiero (4%)
- *Turbina*: Este factor cubre la manufacturación y el montaje de la turbina, incluyendo el de los subsistemas góndola, palas y hub, la torre y el sistema eléctrico de la turbina hasta el punto de conexión a los cables matriz (40%)
- *Cimientos*: Comprende la fabricación de los cimientos, pero no incluye el transporte ni los costes de instalación. (19%)
- *Sistema eléctrico*: Este elemento cubre las subestaciones en alta mar y sus cimientos, los cables de conexión entre aerogeneradores, los cables de exportación que unen el parque eólico con la orilla y los sistemas eléctricos en tierra, que incluyen los cables de tierra y las subestaciones en el punto de conexión con el sistema de transmisión. (22%)
Ya que en este proyecto se excluye la parte de onshore, este porcentaje se verá reducido al 18%.
- *Instalación*: Se incluyen los costes del transporte de los Componentes al Puerto de construcción, la preparación onshore y la instalación. (23%)

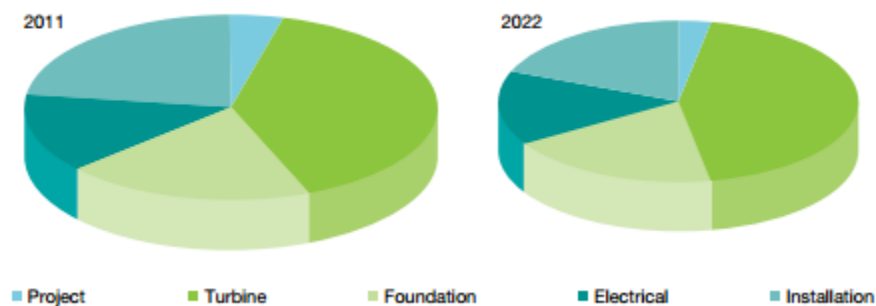


Fig. 5.2 Reparto del coste en un aerogenerador – [5]

Otras fuentes como Morgan et al. (2009) Apuntan a valores de: Turbina (40%), cimiento (19%), red eléctrica (12%), instalación (20%) y otros costes (9%). O como NREL (2002): Turbina (32%), cimiento (18%), Transporte e instalación (20%), infraestructura eléctrica (10%).

Como los valores varían dependiendo del autor y del año, se cogerá un umbral de valores para el estudio. Esperándose así que la turbina represente un 35 – 45% sobre el valor total asociado al coste de un aerogenerador, el cimiento un 15 – 25%, la red eléctrica un 15 – 25% y el transporte e instalación un 18 – 24%.

A su vez, ya que la turbina está compuesta de elementos variados como pueden ser las aspas, la caja de cambios, la torre, el generador, etc. Se obtuvo un gráfico de [6] donde se representan los porcentajes asociados a cada elemento.

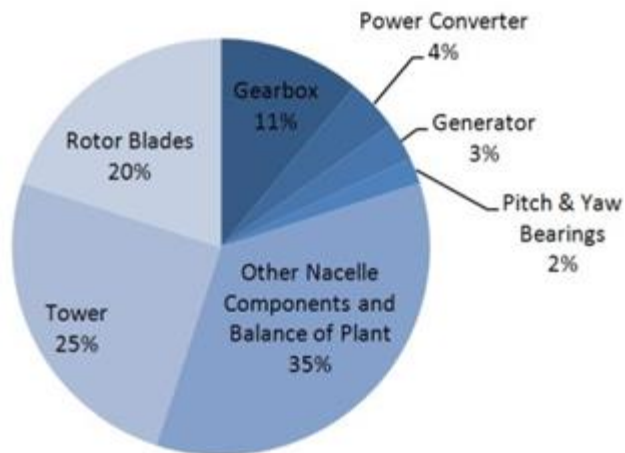


Fig. 5.3 Reparto de los costes de una turbina – www.windpowerengineering.com

Se observa de una base de datos de parques eólicos que el precio pasa de unos 1,2M€/MW a unos 4M€/MW. En la Tabla 5.1 se muestran diferentes parques eólicos instalados en Europa junto al año en que fueron construidos y el coste por MW. Se muestra que los costes se adecúan con los expuestos en la Fig. 5.1.

Parque eólico	Millon€/MW	Año
Middelgrunden	1,18	2001
Horns Rev I	1,70	2002
Samsø	1,30	2003
North Hoyle	2,01	2003
Nysted	1,50	2004
Scroby Sands	2,01	2004
Kentish Flat	1,76	2005
Arklow Banc Phase 1	1,98	2005
Lill grunden	1,78	2007
Egmond aan Zee	2,00	2007
Burbo	2,01	2007
Prinses Amaliawindpark	3,19	2007
Kemi Ajos 1	3,33	2007
Robin Rigg	2,73	2008
Horns Rev II	2,14	2009
Thornton Bank Phase 1	5,00	2009
Alpha Ventus sin retraso	3,16	2010
Belwind Phase 1	3,72	2010
EnBW Baltic 1	4,14	2011
Thornton Bank Phase 2	4,40	2013
Anholt	3,35	2013

Tabla 5.5.1 Coste por MW parques eólicos offshore – instalados – Fuente propia

5.2 Primer análisis

Debido a la negativa por parte de las empresas fabricante de turbinas eólicas, y al coste extremadamente alto que piden las empresas que disponen de datos oficiales, se obtiene una lista de parques eólicos offshore de [11], donde se indican los parámetros que se han utilizado para realizar el estudio. Se puede ver en el Anexo A.

Se realiza un estudio de regresión lineal múltiple, con los datos referentes a cada parque eólico offshore, donde se encuentran características como el diámetro de la turbina, la altura a la cual está posicionado el hub (buje), el tipo de cimiento empleado, la potencia del aerogenerador, la profundidad, el número de turbinas y si cuentan con un transformador offshore. El propósito de este estudio es encontrar una ecuación que prediga el coste de la instalación de un parque eólico en función de los parámetros más representativos de un parque eólico.

Para ello, se utiliza la herramienta estadística Stepwise o paso a paso. Esta herramienta trata de analizar la validez de un parámetro dentro de la ecuación. Este análisis se realiza

mediante la hipótesis nula, que consiste en analizar la probabilidad de que un valor sea igual o diferente a 0. El valor que se quiere analizar es el de los coeficientes que acompañan a las variables introducidas. Para definir como considerar que la hipótesis nula es válida o no se utiliza el p_valor. Este dato calcula la probabilidad de que se cumpla la hipótesis. Para ello habrá que definir previamente en qué porcentaje de seguridad se encuentra el estudio. Este proceso se realiza iterativamente hasta encontrar la ecuación que defina mejor la variable independiente.

Previamente, se observa qué factores tienen una correlación elevada. Se ve que hay una correlación clara entre el tamaño de diámetro y la altura del hub. Esta correlación se puede determinar utilizando el coeficiente de Pearson.

El coeficiente de Pearson que se representa con r_{xy} , se calcula mediante la división de la covarianza (σ_{xy}) entre las desviaciones típicas de cada variable (σ_x y σ_y). El resultado variará entre -1 y 1 lo que indica el grado de relación lineal entre ambas variables.

$$r_{xy} = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

En este caso resulta un coeficiente del 0,6 que indica que hay una relación entre ambas variables, la cual hace que cuando una de las variables aumenta su valor, la otra también. Es por esta razón que se ha excluido la altura del hub como posible variable. Se amplía el intervalo de confianza de un 95% a un 90% ya que, difícilmente se podría encontrar una regresión que explicara con un 95% de claridad la variable independiente. Ya que se ha definido este umbral, se aceptarán los valores con un p_valor inferior al 0,1 que sería la diferencia de 1 menos 0.9 (que es el umbral definido. El resultado se muestra a continuación.

Model Summary						
	S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)		
	576,928	75,94%	71,70%	58,04%		
Coefficients						
Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF	
Constant	-599565	85253	-7,03	0,000		
Año	300,4	42,5	7,06	0,000	1,28	
Cimiento mono pilote	-387	251	-1,54	0,141	1,24	
n° turbinas	-9,66	4,38	-2,20	0,042	1,04	
Regression Equation						
Coste/kW = -599565 + 300,4 Año - 387 Cimiento mono pilote - 9,66 n° turbinas						

Fig. 5.5. Regresión lineal múltiple – Fuente propia

$$Coste_{€/kW} = -599565 + 300,4 \cdot \text{Año} - 387 \cdot \text{Cimiento} - 9,66 \cdot n^{\circ} \text{turbinas} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde Año indica cuando fue construido el parque, Cimiento toma como valor 0 si se trata de un cimiento por gravedad, 1 si se trata de un cimiento mono pilote y 2 si es tipo Jacket. Y nº turbinas indica de cuántos aerogeneradores dispone el parque eólico.

Este modelo representaría un acierto con la predicción del 71,7%. Este valor se vería en R-sq(adj) que muestra el cuadrado del coeficiente de Pearson con el ajuste realizado al tener en cuenta el número de variables utilizadas. Es decir, que se dividirá el valor del cuadrado del coeficiente de Pearson entre el número de variables empleadas.

Se observa que el número de variables implicadas es bajo, ya que se esperaba la presencia de más factores influyentes, como los que hacen referencia a las dimensiones de la turbina (potencia nominal, diámetro de la turbina, etc.). Además, debido a la falta de variables, se ha aceptado incluir la variable Cimiento aunque su p_valor supere el 0,1. Una de estas variables es Año donde se observa que el impacto sobre el coste/kW es de un aumento de 300€ y se considera que la media del coste de instalación de un parque offshore es de unos 3500€/kW.

Esto supondría que el encarecimiento de la vida es de un 10% anual, cuando realmente es aproximadamente de un 1% a un 3% (IPC). Añadiendo que la regresión lineal excluye parámetros que, previa investigación, se consideran importantes, se considera que la regresión no es válida. Por tanto, debido a que la base de datos disponible públicamente es escasa, el proyecto se basará en estudios realizados con anterioridad y se tratará de ajustar los modelos o implementarlos.

5.3 Análisis de los costes de la instalación offshore

Se han seleccionado los estudios del National Renewable Energy Laboratory (NREL) [2], del año 2002, y el de M. Dicorato, del departamento de energía eléctrica del Politécnico de Bari [1] del año 2009. Tanto uno como otro, ponen el coste del aerogenerador en función de la potencia nominal, la altura del hub, el diámetro de la turbina y la profundidad al lecho marino.

Se calculan los costes de los diferentes elementos integrantes de un aerogenerador offshore, utilizando las fórmulas obtenidas en el estudio de [2] y en el de [1]. Para ello se deben ajustar los resultados previstos por los autores, ya que debido al cambio de divisas y al encarecimiento que ha sufrido cada país respecto a la vida con cada año que pasa. Debido a que del estudio de [1] no se pudieron calcular los datos de algunas ecuaciones porque la disponibilidad de datos es ínfima, sólo se tomaron en consideración las de la turbina y los cimientos.

Lo primero que se hizo fue un estudio utilizando las fórmulas de [2] y adaptándolas al año de la instalación de cada parque eólico. Después se buscó el porcentaje de error de distintos parques.

Elementos	NREL \$2002	NREL €2002	NREL €2001	
Coste Palas	106896,52	96206,87	95254,32	
Coste Hub	44058,07	39652,26	39259,67	
Coste Pitch	47887,22	43098,49	42671,78	
Coste Spinner	4932,24	4439,02	4395,07	
Coste Cojinetes principales	46928,07	42235,26	41817,09	
Coste Eje de baja velocidad	2690,97	2421,87	2397,89	
Coste Caja de cambios	218349,58	196514,62	194568,93	
Coste Freno mecanico	3978,69	3580,82	3545,37	
Coste Generador	130000,00	117000,00	115841,58	
Convertidor de potencia	158000,00	142200,00	140792,08	
Unidad de orientación y de apoyo	25466,03	22919,42	22692,50	
Unidad central	44714,60	40243,14	39844,69	
Conexiones eléctricas	80000,00	72000,00	71287,13	
Cubierta góndola	26923,70	24231,33	23991,42	
Torre	79994,82	71995,34	71282,51	
Turbina	1020820,50	918738,45	909642,03	
Transporte	85880,00	77292,00	76526,73	
Instalación	200000,00	180000,00	178217,82	
Conexión electrica	343200,00	308880,00	305821,78	
Protección Scour	110000,00	99000,00	98019,80	
Fundamentos	600000,00	540000,00	534653,47	
Marinización	132706,67	119436,00	118253,46	
Total aerogenerador	2492607,17	2243346,45	2221135,10	%
Total parque eolico	49852143,35	44866929,01	44422701,99	-5,48%

Tabla 5.2 Error NREL Middelgrunden – Fuente propia

En la Tabla 5.2 se muestra el procedimiento para calcular el porcentaje de error del parque eólico de Middelgrunden (Dinamarca). Se puede ver como se ha ajustado a euros del 2001 en este caso ya que es el año de la puesta en marcha. El cálculo del error realizado para todos los parques se encuentra en el Anexo C.

Parque eólico	%error NREL
Middelgrunden	-5,48
Horns Rev I	-26,63
Samso	-10,21
North Hoyle	-41,39
Nysted	-14,57
Scroby Sands	-41,18
Kentish Flat	-28,61
Arklow Banc Phase 1	-32,48
Lill grunden	-22,85
Egmond aan Zee	-37,06
Burbo	-30,5
Prinses Amaliawindpark	-59,32
Kemin Ajoksen 1	-59,17
Robin Rigg	-44,24
Horns Rev II	-34,66
Thornton Bank Phase 1	-66,06
Alpha Ventus sin retraso	-52,02
Belwind Phase 1	-62,85
EnBW Baltic 1	-64,85
Thornton Bank Phase 2	-55,15
Anholt	-50,09

Tabla 5.3 Diferencia %NREL – Realidad – Fuente propia

Como se observa en la Tabla 5.3, los resultados de [2], no se parecen con los de la realidad. Aunque se observa que en el caso de Middelgrunden, donde la instalación se hizo previamente al estudio, sólo tiene un -5% de error. Se decide separar por partes cada elemento y analizarlo para poder incorporar correcciones a las fórmulas proporcionadas.

Con los cálculos de los costes de los elementos del aerogenerador, se busca el porcentaje asociado a cada factor que se observan en los dos estudios [1] y [2], teniendo en cuenta el coste real del aerogenerador. Por lo que se quiere ver lo alejado que está de la realidad:

Parque Offshore	Año	%Turbina		%Cimiento		%Red eléctrica
		NREL	Dicorato	NREL	Dicorato	NREL
Middelgrunden	2001	30,00	52,19	15,80	16,44	9,00
Horns Rev I	2002	29,00	45,90	16,00	18,50	14,00
Samso	2003	37,00	65,90	20,97	24,90	12,00
North Hoyle	2003	25,00	39,18	13,67	15,26	8,00
Nysted	2004	34,00	57,60	18,40	20,66	16,00
Scroby Sands	2004	25,00	39,55	13,70	13,90	8,00
Kentish Flat	2005	30,00	52,19	15,80	16,44	9,00
Arklow Banc Phase 1	2005	28,00	45,91	14,00	19,95	8,00
Lill grunden	2007	33,00	48,79	15,59	18,08	14,00
Egmond aan Zee	2007	26,00	46,83	14,18	18,96	8,20
Burbo	2007	31,00	46,09	14,10	15,88	8,00
Prinses Amaliawindpark	2007	16,00	25,66	8,89	12,43	8,00
Kemin Ajoksen 1	2007	18,00	28,12	8,51	9,29	5,00
Robin Rigg	2008	24,74	34,30	10,38	13,15	9,00
Horns Rev II	2009	27,15	42,30	13,50	17,07	11,70
Thornton Bank Phase 1	2009	13,31	17,49	5,78	9,07	3,47
Alpha Ventus sin retraso	2010	15,78	27,95	9,23	17,03	8,00
Belwind Phase 1	2010	14,32	25,93	7,84	11,62	6,79
EnBW Baltic 1	2011	14,96	22,30	7,11	9,72	6,16
Thornton Bank Phase 2	2013	17,44	19,47	6,75	10,33	5,85
Anholt	2013	22,13	29,35	8,86	13,31	7,68

Tabla 5.4 Comparación de porcentajes: Turbina – Cimiento – Red eléctrica – Fuente propia

En la Tabla 5.4 se observan los porcentajes que suponen la turbina, los cimientos y la red eléctrica, si se tiene en cuenta los valores proporcionados por los estudios de [1] y [2]. Habiendo sido estos previamente ajustados a su año correspondiente. Para analizar los datos se realizó un diagrama de puntos. Se separó en los dos factores que se podía comparar, tanto en cimientos como turbinas.

Para la turbina se tuvo en cuenta que los porcentajes correctos serían los que estuviesen entre el 35% y el 45% tal y como se observó previamente en el punto 5.1 a la hora de analizar los datos de porcentajes obtenidos de distintas fuentes:

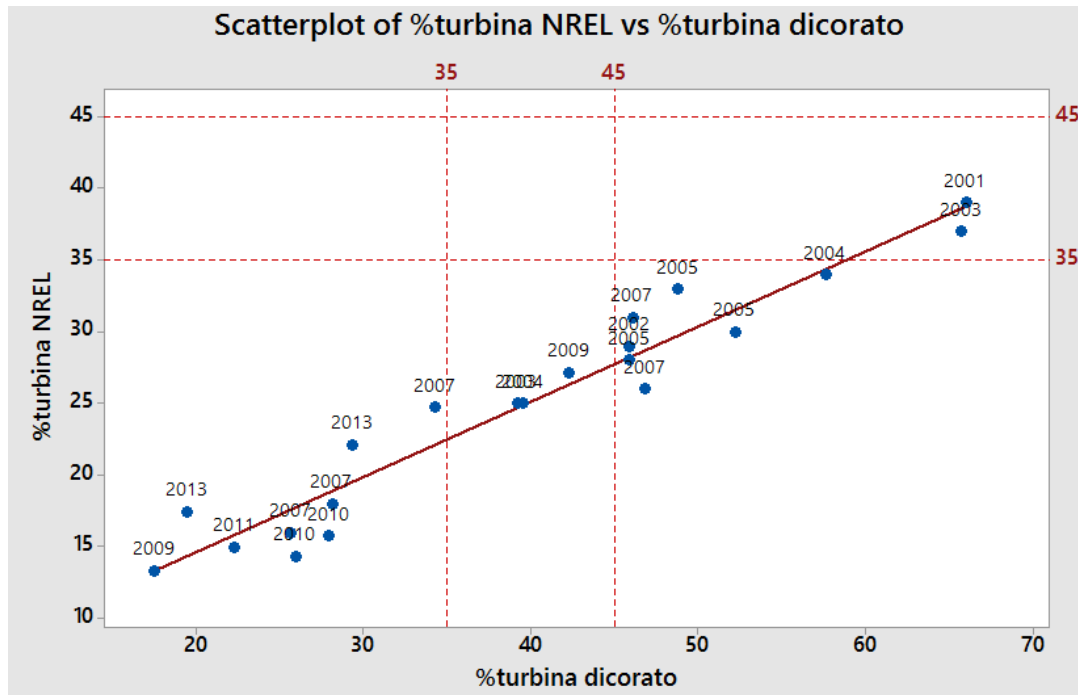


Fig. 5.5 Diagrama de puntos: %turbina NREL - %turbina Dicorato – Fuente propia

Se puede ver en Fig 5.6 que sólo 3 parques eólicos están dentro del rango en el caso de M. Dicorato y 2 en el caso de NREL. Por ello no se puede decir que un estudio u otro sea más representativo de la realidad. Debido a que no muestra una diferencia significativa entre el uso de un estudio u el otro, se utiliza el de NREL ya que analiza más componentes de la turbina y gracias a los porcentajes disponibles de los costes de los elementos de la turbina que se han mostrado en el capítulo 5.1, se podrá ajustar más el modelo.

Para comparar los porcentajes asociados al coste de los cimientos, se realizó un diagrama de puntos y se delimitó por el umbral de valores en el cual está el porcentaje del coste real de los cimientos. Este va del 15% al 25%.

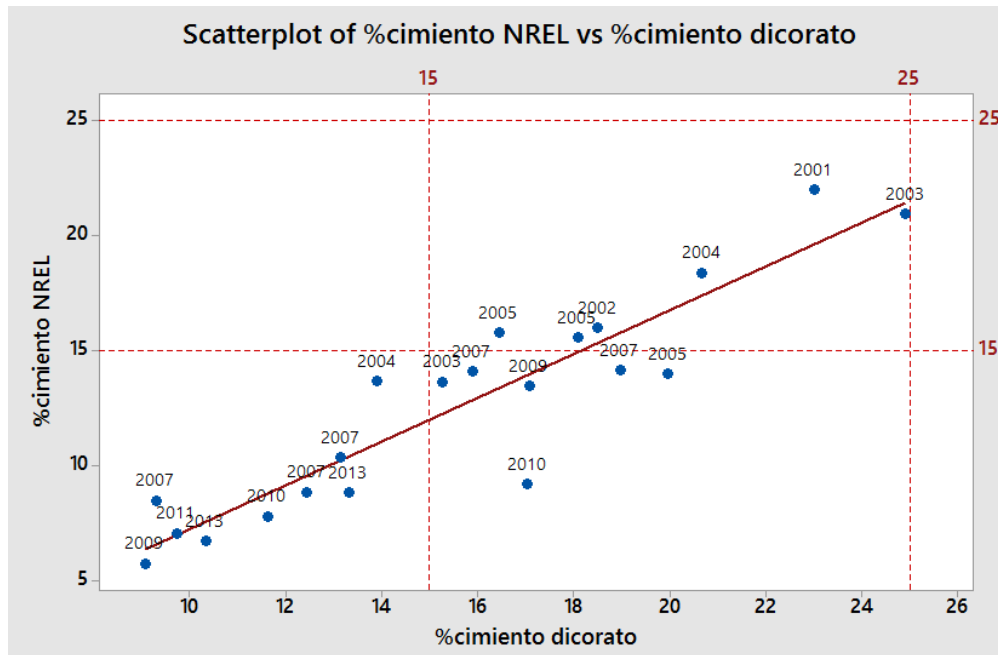


Fig. 5.6 Diagrama de puntos: %cimientoNREL - %cimientoDicorato – Fuente propia

Se observa en la Fig. 5.6 que M. Dicorato cumple con 12 parques eólicos mientras que NREL con 6. También, aunque no se puede demostrar causalidad, se considera que hay una tendencia a disminuir el porcentaje proporcionado por los estudios de [2] y [1] con los años debido a la disposición de los puntos.

Por lo que se tendrán en cuenta las ecuaciones del estudio [2] menos en el caso de los cimientos, que se tratará de ajustar en este caso la ecuación de [1] ya que ha salido más significativo.

5.4 Ajuste de las ecuaciones

Se realizan estudios diferentes para cada elemento, tratando de ajustar las ecuaciones. Se profundiza más el ajuste de las fórmulas dependiendo de los datos disponibles del Anexo A y los datos de porcentajes expuestos en el apartado 5.1.

Para ajustar las ecuaciones, se realiza un estudio en el cual se busca encontrar un factor para que al multiplicarlo por las fórmulas de la turbina de NREL y las de los cimientos de Dicorato, cumpla con el umbral de porcentajes especificado anteriormente.

Factor multiplicador	
turbina NREL	Cimiento dicorato
1,15	1,1
1,2	1,35
1,2	1
1,4	1,6
1,3	1,12
1,4	1,8
1,17	1,5
1,25	1,25
1,2	1,4
1,35	1,32
1,13	1,57
2,18	2
1,9	2,7
1,4	1,9
1,29	1,46
2,62	2,7
2,21	1,47
2,44	2,15
2,33	2,57
2	2,4
1,58	1,88
MEDIA	
1,60	1,73

Tabla 5.5 Factor multiplicador turbina y cimiento – Fuente propia

5.4.1 Estudio de la turbina

Sobre los factores encontrados por cada parque se hizo una media. En el caso de la turbina se analizaron los diferentes elementos que la componen, agrupándolos si es necesario, para adecuar los datos con los proporcionados por [6]. Estos datos se muestran en la Fig. 5.3. Por tanto se consideró que formaban un grupo el sistema de control pitch y los cojinetes. También se agruparon el hub, el spinner (o cono aerodinámico que se haya en el hub), el eje de baja velocidad, el freno mecánico, la unidad de orientación y apoyo, la unidad central, las conexiones eléctricas internas de la turbina y la cubierta de la góndola

Elementos/Parque	Middelgrunden	Horns Rev I	Samsø	North Hoyle	Nysted	Scroby Sands	Kentish Flats	Arklow Bank Phase I	Lil grunden	Egmond aan Zee	Burbo Bank Phase I	Prinses Amaliawindfarm
Coste Palas	1,91	1,62	1,61	1,62	1,59	1,59	1,53	1,17	1,16	1,48	1,12	1,59
Coste Caja de cambios	0,51	0,56	0,52	0,55	0,54	0,55	0,52	0,53	0,62	0,50	0,56	0,55
Coste Generador	0,24	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,28	0,29	0,25	0,30	0,25
Convertidor de potencia	0,26	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	0,29	0,31	0,32	0,28	0,32	0,27
Torre	3,19	1,91	2,30	1,98	1,94	2,18	2,33	2,14	1,92	2,24	1,88	2,21
Pitch y cojinetes	0,22	0,30	0,31	0,30	0,31	0,29	0,33	0,28	0,25	0,31	0,27	0,29

Elementos/Parque	Kemin Ajoksen	Robin Rigg	Horns Rev II	Thornton Bank Phase I	Alpha Ventus sin retraso	Belwind Phase I	EnBW Baltic I	Thornton Bank Phase II	Anholt	Factor total %
Coste Palas	1,18	1,04	1,11	0,99	0,96	1,48	1,16	1,37	0,90	1,27
Coste Caja de cambios	0,58	0,65	0,59	0,58	0,76	0,50	0,61	0,59	0,65	0,55
Coste Generador	0,30	0,33	0,28	0,32	0,28	0,25	0,29	0,36	0,35	0,27
Convertidor de potencia	0,32	0,36	0,31	0,35	0,26	0,28	0,32	0,39	0,38	0,29
Torre	1,70	1,49	2,75	1,80	2,43	2,19	1,94	2,48	1,80	2,04
Pitch y cojinetes	0,27	0,25	0,24	0,25	0,23	0,32	0,25	0,34	0,22	0,26
Resto	1,79	1,84	1,59	1,94	1,76	1,71	1,65	1,08	1,85	1,58

Tabla 5.6 Factor de corrección de los componentes de la turbina – Fuente propia

En la Tabla 5.6 se indican los factores por los que hay que multiplicar cada ecuación para ajustarla a un resultado más fidedigno a la realidad. Si se tiene en cuenta los resultados que se observan en la Tabla 5.6, hay ciertos elementos que no se adecuarían con la media de los valores, si no que habría que coger un valor superior, comprendido entre el valor más alto y la media. Esto es debido a que la dependencia con las dimensiones de la turbina son más elevadas y como se ha observado, hay una tendencia a que se aumenten dichos parámetros con el paso de los años. En la Tabla 5.7 se muestra el resultado de estos factores corregidos.

Elementos turbina	Factor total	Factor corregido
Coste Palas	1,27	1,00
Coste Caja de cambios	0,55	0,55
Coste Generador	0,27	0,31
Convertidor de potencia	0,29	0,34
Torre	2,04	2,04
Pitch y cojinetes	0,26	0,26
Resto	1,58	1,58

Tabla 5.7 Factor corregido de los elementos de la turbina – Fuente propia

5.4.2 Estudio de los cimientos

Para el estudio de los cimientos, se analizó el tipo de cimiento utilizado en los parques eólicos con la profundidad a la cual se encuentra el lecho marino en las localizaciones donde se sitúan los aerogeneradores.

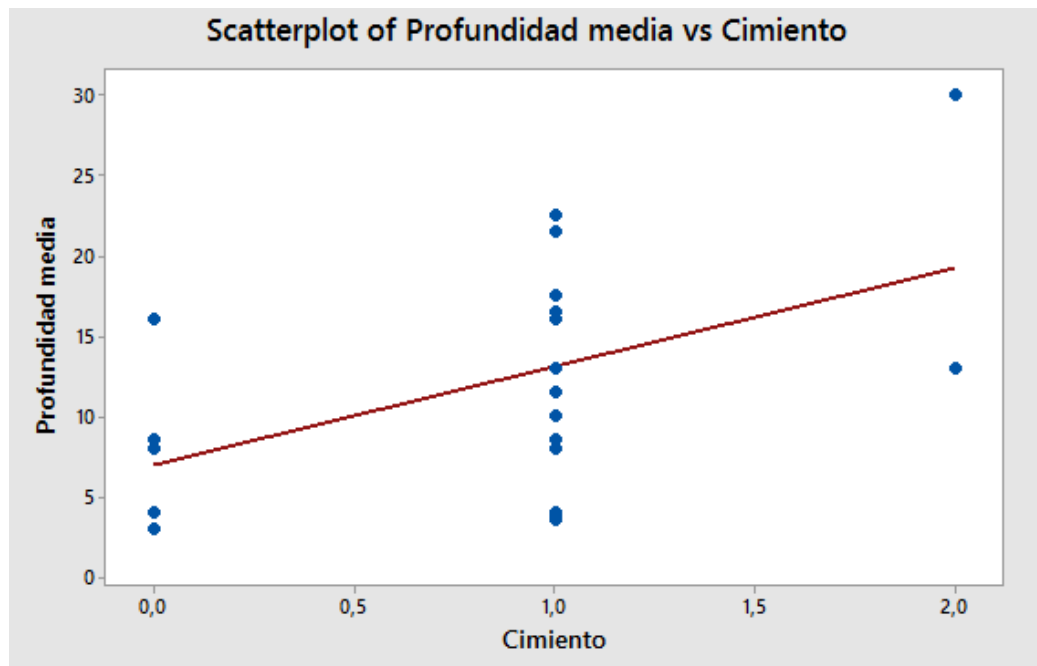


Fig. 5.7 Diagrama de puntos: profundidad media – cimiento – Fuente propia

Aunque la muestra de parques no es muy elevada, se hizo una regresión lineal entre el tipo de cimiento y la profundidad media para descubrir una tendencia o dato explicativo respecto a la necesidad de instalar uno u otro tipo de cimiento.

Model Summary						
	S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)		
	6,49995	23,37%	19,34%	2,13%		
Coefficients						
Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF	
Constant	6,97	2,60	2,69	0,015		
Cimiento mono pilote	6,10	2,54	2,41	0,026	1,00	
Regression Equation						
Profundidad media = 6,97 + 6,10 Cimiento mono pilote						

Fig. 5.8 Regresión lineal: profundidad media – cimiento – Fuente

$$Profundidad_{media} = 6,97 + 6,1 \cdot Cimiento \quad (Ec\ 5.3)$$

Como era de suponer la regresión explica muy poco la variable independiente profundidad (un 20%). Pero da una estimación de cuando se utiliza un tipo de cimentación u otro. Teniendo en cuenta que para los cimientos de gravedad la variable “cimiento mono pilote” recibe el valor de 0, para los cimientos mono pilote recibe un valor de 1 y para los cimientos tipo jacket recibe un valor de 2, se tiene en cuenta que habrá que separar la ecuación de Dicorato en 3 tipos. Dependiendo del tipo de cimentación.

Por tanto, observando la regresión y los datos encontrados de otros estudios, se puede estimar que los cimientos de gravedad serán útiles cuando la profundidad media sea menor de 7m, los cimientos mono pilote cuando la profundidad media se 13m y los cimientos Jacket cuando la profundidad media sea superior a 20m, teniendo en cuenta que a partir de 50 m se debería utilizar otro tipo de cimentación como serian las plataformas flotantes. Como se puede observar, aunque sólo sean 2 datos con lo cual no es significativo, hay 2 parques eólicos que utilicen cimientos Jacket. En el gráfico anterior se muestra el parque Alpha Ventus con una profundidad superior a 30 m, y el parque Thornton Bank Phase 2 que tiene una profundidad menor a 20m. Si limitamos el estudio sólo a la comparación del tipo de cimiento con el coste, se observa que casualmente el parque Alpha Ventus que cumpliría el requisito de tener una profundidad mayor a 20m para utilizar cimientos jacket, tiene un coste por kW menor al Thornton Bank Phase 2.

5.4.3 Estudio de la instalación

El coste de la instalación está en función de la potencia nominal de la turbina. Si se observa el valor dado por las fórmulas de [2] y se calcula qué porcentaje supondría dicho valor respecto a la turbina, se observa que dan valores por debajo de lo predicho. Se ve en la Tabla 5.8:

Para comprobar como es esta tendencia a decrecer causada por el incremento de la potencia, se realiza una regresión lineal simple, considerando el porcentaje de la instalación como la variable independiente.

Model Summary					
	S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)	
	1,32728	30,57%	26,92%	18,70%	
Coefficients					
Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	6,472	0,832	7,78	0,000	
Potencia	-0,000747	0,000258	-2,89	0,009	1,00
Regression Equation					
%Instalacion NREL = 6,472 - 0,000747 Potencia					

Fig. 5.10 Regresión lineal: %Instalación NREL – Potencia – Fuente propia

$$\%Instalación\ NREL = 6,472 - 0,000747 \cdot P_N \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Donde P_N es la potencia nominal expresada en kW.

Debido a que la muestra de parques eólicos no es muy elevada, el modelo sólo se consigue explicar en un 27% el porcentaje de la instalación en función de la potencia. Pero se ve que, aunque el coeficiente que acompaña a la variable Potencia es pequeño, es significativo según el p_valor. Por tanto se extrae que se debe buscar un factor que incremente el porcentaje y buscar como ajustar la disminución provocada por el aumento de la potencia nominal.

El estudio se basa mayormente en turbinas de potencias nominales de 2000 kW a 2300 kW. Si aplicamos este valor a la ecuación (Ec. 5.4) se obtiene un valor de 4,5%. Como en la media de porcentajes admisibles el valor es 21,5%, vemos que la diferencia es del 17%. El valor de la diferencia es de aproximadamente 4 veces el obtenido en la regresión, con lo cual se añadirá el factor de 4 a la ecuación de [2].

Para contrarrestar el decremento provocado por la potencia, se añadirá un término que también dependerá de la ésta. Se observa que siguiendo la regresión Ec. 5.4, el porcentaje varía un 1% entre un tamaño de turbina y otro respecto a la turbina considerada “turbina base” que

es la de 2300 kW. Por lo tanto el término variable será el 1% del coste fijo multiplicado por la diferencia de la potencia nominal y 2300. Considerando que el incremento de una turbina a otra en el estudio es de 1000 a 1500 kW, se decide dividir el coste variable entre 1,25. En el apartado de costes se muestra la ecuación final.

5.4.4 Estudio de la red eléctrica

Para encontrar la manera de corregir el coste de la red eléctrica o grid, se analizan los porcentajes dados por los resultados del estudio de [2] que aparecen en la Tabla 5.4 y se compararon con el umbral definido anteriormente de 15% - 25%.

Al igual que en el análisis de los costes de instalación, se decide realizar una regresión lineal simple entre la potencia y el porcentaje obtenido con los costes de la instalación de [2].

Model Summary						
	S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)		
	2,75576	30,99%	27,36%	15,80%		
Coefficients						
Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF	
Constant	13,77	1,73	7,97	0,000		
Potencia	-0,001565	0,000536	-2,92	0,009	1,00	
Regression Equation						
%Grid NREL = 13,77 - 0,001565 Potencia						

Fig. 5.11 Regresión lineal: %Grid – Potencia – Fuente propia

$$\%Grid\ NREL = 13,77 - 0,001565 \cdot P_N \quad (\text{Ec. 5.5})$$

De la misma manera que en la regresión del porcentaje de instalación, también explica únicamente un 27% del resultado. Por falta de una muestra más extensa de parques eólicos, se considera que la potencia hace disminuir el porcentaje en los resultados de [2]. Esto es debido a que el p_valor muestra que el factor que acompaña a la variable Potencia es significativo, por lo que se procederá a buscar un término fijo y uno variable.

El coste fijo se calcula teniendo en cuenta la potencia base de 2300 kW. Al introducir el valor en la fórmula, se obtiene que el porcentaje de la red es de un 10%. Como buscamos llegar a un 20% ya que es la media del umbral de porcentajes que se ha definido, se añadirá un factor a la ecuación de 2.

El segundo término se decide en función de la potencia teniendo en cuenta de nuevo la potencia base de 2300 kW. Aplicando las diferentes potencias nominales en la regresión, se ve que hay una decreción porcentual del 2% en función de las potencias nominales de las que disponemos. Con lo que se considera que el segundo término de la ecuación será el 2% del término fijo, por la diferencia entre la potencia nominal y 2300. Por las mismas razones que se han expuesto en el análisis de la instalación en 5.4.3, se dividirá este segundo término entre 1,25. En el apartado de costes se presenta el resultado de la ecuación.

5.5 Formulación de los costes

En esta sección se muestra los resultados obtenidos con la implantación de los resultados deducidos en el capítulo previo. Todos los costes modelados proporcionan un resultado expresado en €. En las ecuaciones se representa el radio de la turbina como $R [m]$, el diámetro como $D [m]$, la potencia nominal como $P_N [kW]$, la altura a la que está posicionado el hub como $h [m]$ y la profundidad al lecho marino como $d [m]$.

- **Coste de las aspas del aerogenerador:**

En el estudio de [2] se recogen datos y fórmulas procedentes de un estudio realizado con WindPact. Con este estudio se logró recoger una curva que explicaba el coste del material de las palas en función del radio de la turbina.

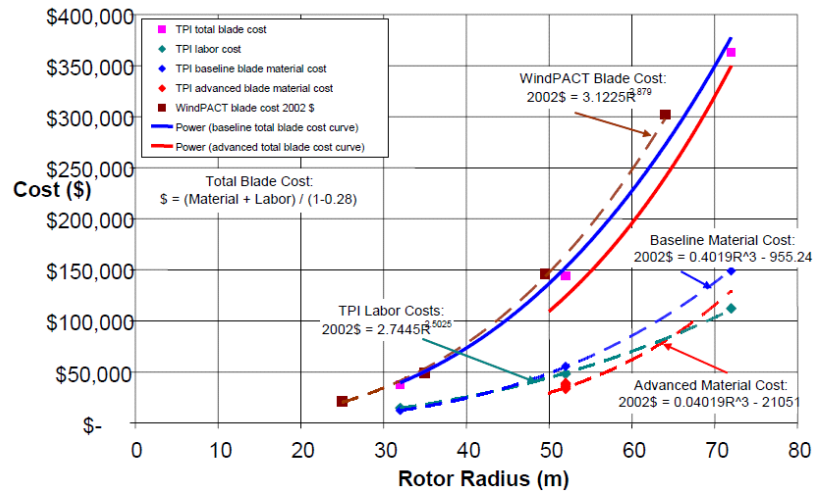


Fig. 5.5.2 Modelo coste del material de las aspas – [2]

Como se observa en el gráfico de la Fig. 5.12, si miramos el coste de la pala de material avanzado, el cual conlleva mejoras tecnológicas referentes al material en comparación con el material de base, y se añade el coste de la mano de obra implicada en la fabricación de éstas, obtenemos la siguiente ecuación:

$$C_{aspas} = (0,04019 \cdot R^3 - 21051) + 2,7445 \cdot R^{2,5025} \text{ por aspa} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Esta fórmula da el resultado del coste de una pala de la turbina en dólares del 2002. Lo primero que se tuvo en cuenta fue un ajuste monetario al año correspondiente a la construcción del parque eólico.

Si ajustamos la fórmula a euros del 2014 y aplicamos el factor hallado de la comparación de los resultados de [2] con datos reales, tanto en términos generales como en términos de porcentajes de la turbina, donde en este caso se ha considerado un factor de 1. Se considera que se trata de una turbina de 3 aspas y encontramos una nueva fórmula:

$$C_{aspas} = (3 \cdot R^3 - 157180,8) + 20,49 \cdot R^{2,5025} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

- **Coste del hub o buje:**

En el documento [12] se empieza a desarrollar una fórmula para calcular la implicación del hub en el coste. Mediante este estudio y datos de páginas web, [4] creó una fórmula que se basaba en la masa del hub. La masa del hub queda en función de la masa de la pala ya que necesita una cantidad de material proporcional al esfuerzo que deba soportar.

$$m_{hub} = 0,954 \cdot (m_{aspa}) + 5680,3 \quad (\text{Ec. 5.8})$$

$$m_{aspa} = 0,4948 \cdot R^{2,53} \quad (\text{Ec. 5.9})$$

El coste es linealmente proporcional a la masa. El factor que acompaña a la masa, se incrementa a lo largo de los años. Eso es debido a que el tamaño de las turbinas es cada vez mayor, lo que hace que no quede totalmente reflejado en la ecuación de la masa de la pala, haciendo así que dicho factor haya aumentado. Al factor de aumento de la altura del hub, se le añade el factor encontrado en el estudio del capítulo 5.4.1:

$$C_{hub} = 5,68 \cdot R^{2,53} + 16082,98 \quad (\text{Ec. 5.10})$$

- **Coste de los mecanismos Pitch**

El estudio del diseño de un rotor con WindPact y la recopilación de información de [2] aportaron una fórmula inicial. Con una pequeña corrección encontrada del estudio de 5.4.1, que tiene en cuenta que los mecanismos pitch, junto a la caja de cambios, debería representar un 2% del coste del CAPEX, se puede obtener que el coste se formula de la siguiente manera:

$$C_{pitch} = 0,224 \cdot D^{2,6578} \quad (\text{Ec. 5.11})$$

- **Coste del spinner o cono aerodinámico**

La fórmula del spinner se realizó utilizando el estudio del rotor con WindPACT analizado en [2] así como datos del Advanced Research Turbine at the National Wind Technology Center. Se le ha aplicado un factor de corrección encontrado en el estudio del capítulo 5.4.1.

$$m_{spinner} = 18,5 \cdot D - 520,5 \quad (\text{Ec. 5.12})$$

$$C_{spinner} = 291,76 \cdot D - 8208,64 \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Como la masa es proporcional al diámetro de la turbina, no se ha realizado ningún cambio sobre la ecuación de la masa, sino que se ha tomado como un factor proporcional.

- **Coste de los cojinetes principales**

Ésta fórmula se consiguió gracias al estudio del diseño de un rotor con WindPACT y a una revisión en el año 2006 sobre la misma, corrigiendo el porcentaje de error. Dicha fórmula es función del diámetro del rotor. Se le ha aplicado la corrección encontrada en la sección 5.4.1.

$$m_{cojinete} = \left(D \cdot \frac{8}{600} - 0,033 \right) \cdot D^{2,5} \quad (\text{Ec. 5.14})$$

$$C_{cojinetes} = D^{3,5} \cdot 0,00202 - 0,00496 \cdot D^{2,5} \quad (\text{Ec. 5.15})$$

- **Coste del eje de baja velocidad**

El coste del eje de baja velocidad está en función del diámetro del rotor, el cual es la variable principal para el cálculo de la masa del eje de baja velocidad. No todos los sistemas de transmisión utilizan un eje de baja velocidad independiente. Se ha implementado la ecuación del estudio de [2] mediante los análisis efectuados en 5.4.1

$$C_{eje_baja_velocidad} = 0,0285 \cdot D^{2,887} \quad (\text{Ec. 5.16})$$

- **Coste de la caja de cambios**

Para conseguir formular el coste de la caja de cambios primero se debía hacer una distinción entre los tipos de caja de cambios que se pueden encontrar. [2] hizo un estudio sobre la caja de cambios de tres fases, tanto planetarias como helicoidales, de una sola etapa con generador de velocidad media e imán permanente y de multitrayecto con generador de imán permanente. La potencia nominal de la máquina está expresada en kW. Las fórmulas se han implementado gracias a los datos aportados por [6] y el estudio de 5.4.1.

- Tres fases Planetaria/Helicoidal

$$C_{caja_de_cambios} = 16,208 \cdot P_N^{1,249} \quad (\text{Ec. 5.17})$$

- Unidad de una sola etapa con generador de velocidad media e imán permanente

$$C_{caja_de_cambios} = 73,04 \cdot P_N \quad (\text{Ec. 5.18})$$

- Unidad multitrayecto con generador de imán permanente

$$C_{caja_de_Cambios} = 15,04 \cdot P_N^{1,249} \quad (\text{Ec. 5.19})$$

- **Coste del freno mecánico**

El cálculo para el coste del freno mecánico que se utiliza para frenar las palas, tanto en caso en que sobrepase el límite máximo permitido de revoluciones por minuto, como si se acciona manualmente, está basado en la potencia nominal de la máquina. Se ha tenido en

cuenta el factor de corrección respecto al porcentaje de la turbina. La formulación del coste del freno mecánico es la siguiente:

$$C_{freno_mecánico} = 5,63 \cdot P_N - 0,32 \quad (\text{Ec. 5.20})$$

• Coste del generador

Hay muchos tipos de generadores. Los casos que se van a exponer son los mismos que se han utilizado para las cajas de cambios. Estos datos se han extraído de [2]. En el elemento “generador” se ha tenido en cuenta en el estudio que la tendencia es que la potencia nominal de las máquinas aumenta, con lo que se ha tomado un valor diferente a la media de los valores obtenidos en el estudio, siendo este un valor más elevado.

- Tres fases Planetaria/Helicoidal

$$C_{generador} = P_N \cdot 36,11 \quad (\text{Ec. 5.21})$$

- Unidad de una sola etapa con generador de velocidad media e imán permanente

$$C_{generador} = P_N \cdot 30,4 \quad (\text{Ec. 5.22})$$

- Unidad multitrayecto con generador de imán permanente

$$C_{generador} = P_N \cdot 26,68 \quad (\text{Ec. 5.23})$$

- Accionamiento directo

$$C_{generador} = P_N \cdot 121,84 \quad (\text{Ec. 5.24})$$

• Coste del convertidor de potencia

Los aerogeneradores tienen un convertidor de potencia para que a ciertos dispositivos no les llegue una potencia elevada que pueda causarles daños. Es por eso también que los mecanismos Pitch no solo orientan las palas para conseguir más potencia si no que a veces tienen que hacerlo para recoger menos.

Los convertidores de potencia, como en el generador, dependen de la potencia nominal de la turbina y se ha tenido en cuenta la tendencia al aumento de este valor, por lo que el factor es más elevado que la media encontrada en el estudio.

$$C_{convertidor_de_potencia} = P_N \cdot 48,13 \quad (\text{Ec. 5.25})$$

- **Coste de la unidad de orientación y de apoyo**

Esta fórmula ha sido extraída de [2]. Es función del diámetro del rotor y se consigue mediante el programa de dinámica estructural llamado FAST. (Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence). Como resultado se obtiene que el coste del sistema de orientación es el doble que el coste del cojinete. Multiplicando por el factor corrector encontrado en el estudio 5.4.1, teniendo en cuenta que la unidad de orientación y apoyo se ha incluido en el grupo de “Resto” donde se consideran los elementos que no se incluyen en los otros grupos:

$$C_{unidad_orientación} = 0,192 \cdot D^{2,964} \quad (\text{Ec. 5.26})$$

- **Coste de la unidad central**

Tanto el precio como la masa de la unidad central vienen predefinidos por el tipo de transmisión. Es por eso que se distinguirán los siguientes casos:

- Transmisión de Tres fases con generador de alta velocidad

$$C_{unidad_central} = 26,87 \cdot D^{1,953} \quad (\text{Ec. 5.27})$$

- Unidad de una sola etapa con generador de velocidad media e imán permanente

$$C_{unidad_central} = 860,62 \cdot D^{1,067} \quad (\text{Ec. 5.28})$$

- Unidad multitrayecto con generador de imán permanente

$$C_{unidad_central} = 50,74 \cdot D^{1,672} \quad (\text{Ec. 5.29})$$

- Transmisión directa

$$C_{unidad_central} = 1776,06 \cdot D^{0,85} \quad (\text{Ec. 5.30})$$

- **Coste de las conexiones eléctricas internas**

Se refiere a las conexiones eléctricas incluyendo interruptores, y cualquier torre de cableado. Este modelo se sacase extrajo de [2] y se le aplica el factor de 1,579 encontrado en el estudio, además de las rectificaciones propias para ajustarla al precio del dinero actual.

$$C_{conexiones_internas} = 113,25 \cdot P_N \quad (\text{Ec. 5.31})$$

- **Coste de la cubierta de la góndola**

Al ser piezas de tamaños significativos, cualquier parte del aerogenerador es importante respecto al coste que conlleva. La cubierta de la góndola es una de estas partes en las que, gracias al estudio del rotor mediante WindPACT, junto a los cambios realizados mediante el análisis de 5.4.1, se formuló la siguiente expresión:

$$C_{g\acute{o}ndola} = 32,66 \cdot P_N + 10899,89 \quad (\text{Ec. 5.32})$$

- **Coste de la torre**

Las torres que se tuvieron en cuenta en el estudio son tubulares y de acero. Se hicieron estudios relacionando la masa de la torre en función del área barrida por la altura del hub. Estos estudios utilizando datos de distintas torres crean una línea de regresión que facilita el cálculo de la masa de la torre. El siguiente gráfico extraído de [2] muestra dichas regresiones.

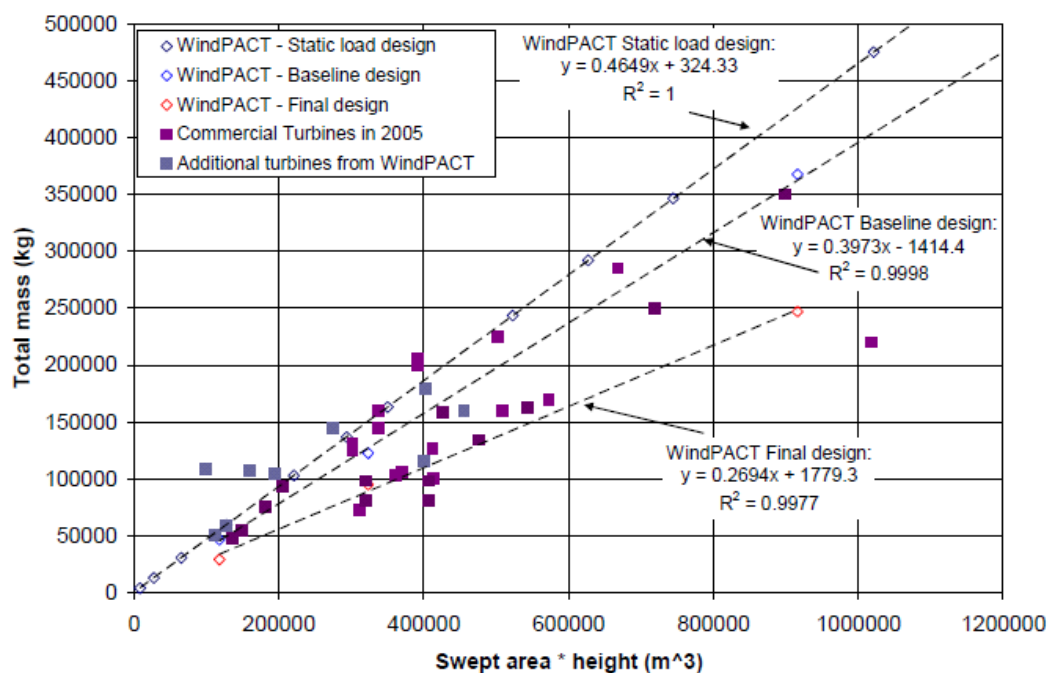


Fig. 5.13 Modelo de coste de la masa de la torre – [2]

Fijándonos en la torre compuesta de materiales avanzados observamos:

$$m_{Torre} = 0,2694 \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot h + 1779,3 \quad (\text{Ec. 5.33})$$

En el estudio se ha tenido en cuenta la evolución del precio del kg de acero. Teniendo en cuenta que [2] se basó en que el precio era 1,5\$/kg y que el valor de este no ha variado

mucho en la actualidad, estando actualmente entre 1,7€/kg y 2€/kg, se incluyó como factor fijo y se aplicó la varianza oportuna referente al año 2014.

$$C_{Torre} = 1,48 \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot h + 9755,18 \quad (\text{Ec. 5.34})$$

- **Coste del transporte**

Hay 8 formas de transportar los distintos elementos de un aerogenerador teniendo en cuenta que la estructura de la turbina eólica se puede dividir en: cimienta, turbina (excluyendo la góndola, góndola con la caja de cambios y el eje principal y el rotor. Las 8 maneras de transporte se separarían en:

- Instalación de los cuatro componentes separadamente
- Instalando primero el cimienta, seguido de la torre junto a la góndola y finalmente el rotor
- Instalando el cimienta primero, seguido de la torre y finalmente la góndola junto al rotor
- Instalación de un pre-ensamblado del cimienta junto a la torre, seguido de la instalación de la góndola seguida del rotor.
- Instalación de un pre-ensamblado del cimienta, la torre, seguido del rotor junto a la góndola.
- Instalación de un pre-ensamblado del cimienta, la torre y la góndola, seguido por el rotor.
- Instalación del cimienta primero, seguido por un pre-ensamblado de la torre, góndola y rotor.
- Instalación de una torre completamente ensamblada.

El mayor coste en el momento de la instalación de las torres es el precio del barco necesario para transportar los elementos de grandes dimensiones. El tiempo necesario de estos varía tanto del número de aerogeneradores que se quieren instalar, como de la probabilidad de que el ambiente sea el correcto.

Por tanto, la probabilidad de poder transportar será el producto de esta probabilidad (probabilidad de que el ambiente sea correcto) por la probabilidad de que la altura de las olas esté por debajo de la altura de referencia.

Debido a que en este estudio no se contempla la capacidad de conocer la probabilidad de que el ambiente sea correcto, ya que sólo se puede hacer este cálculo en el momento en el que se quiere empezar el transporte, se ha tomado como fórmula la del estudio de [2] donde utiliza los datos de un estudio realizado con WindPACT. Esta ecuación corresponde al transporte en tierra, que representaría la parte del coste asociada al transporte de los elementos que componen el aerogenerador al puerto. Se reflejará el coste del transporte offshore en el apartado del coste de la instalación.

$$C_{transporte_onshore} = P_N \cdot (1,77 \cdot 10^{-5} \cdot P_N^2 - 0,042 \cdot P_N + 61,26) \quad (\text{Ec. 5.35})$$

○ **Coste de la instalación**

Debido a la complejidad en este apartado, puesto que hay gran diferencia en el momento de la ensamblación, y la diferencia en la mano de obra, se ha tomado como referencia un modelo basado en comunicaciones de la industria privada, convirtiendo el coste en una función de la potencia nominal de la máquina. Para determinar el factor que acompaña a la potencia nominal, se ha utilizado el factor de [2] realizando un cambio debido al año del cálculo y se ha corregido mediante los resultados obtenidos en el capítulo 5.4.3. Este coste incluye la parte del transporte offshore.

$$C_{Instalación} = 448 \cdot P_N + 4,48 \cdot \frac{(P_N - 2300)}{1,25} \quad (\text{Ec. 5.36})$$

○ **Coste de la red eléctrica**

El coste de la red se formula teniendo en cuenta la ecuación de [2] y añadiéndole las correcciones encontradas en el estudio de los porcentajes calculados con los resultados de [2]. Estas modificaciones se han analizado en el capítulo 5.4.4

$$C_{red_eléctrica} = 582,4 \cdot P_N + 11,648 \cdot \frac{(P_N - 2300)}{1,25} \quad (\text{Ec. 5.37})$$

○ **Coste de la protección de socavación**

En la ecuación del coste de la protección de socavación se ha incrementado el coeficiente debido a ajustes por el precio de la vida. No se ha realizado ningún otro cambio debido a la falta de datos existente al respecto.

$$C_{socavación} = 61,6 \cdot P_N \quad (\text{Ec. 5.38})$$

○ Coste de los cimientos

Las estructuras que soportan las torres de los aerogeneradores desde el lecho marino son los cimientos. Como se ha comentado con anterioridad hay diversos tipos de cimientos, siendo cada uno más adecuado para una situación geográfica determinada. Por tanto se tendrá en cuenta que el coste deberá ser función de la profundidad y el peso del aerogenerador. Para ello se recurre al estudio de Dicorato, donde analizó el coste de éstos en 2009, y lo representó como función de la potencia nominal, la profundidad al lecho marino, la altura del hub y el diámetro del rotor. Para adecuar la fórmula se encontró un factor que cumpliría con la media de error de todos los parques eólicos offshore analizados. Con el análisis en 5.3, se observó que el coste tendía a ser más elevado que el obtenido por la fórmula y se escogió un dato entre el factor máximo encontrado y la media de los factores.

También se ha separado en 3 tipos de cimientos posibles a escoger: cimiento por gravedad, cimientos mono pilotes y cimientos tipo jacket. Estas ecuaciones se basan en el estudio de [1], en el estudio de [5] y en las representaciones gráficas realizadas con el programa Minitab, como se muestra en el estudio de 5.4.2.

$$C_{\text{cimiento_gravedad}} = 620 \cdot P_N \cdot (1 + 0,02 \cdot (d - 7)) \cdot (1 + 0.8 \cdot 10^{-6} \cdot (h \cdot \frac{D^2}{4} - 10^5))$$

(Ec. 5.39)

$$C_{\text{cimiento_monopilote}} = 620 \cdot P_N \cdot (1 + 0,02 \cdot (d - 13)) \cdot (1 + 0.8 \cdot 10^{-6} \cdot (h \cdot \frac{D^2}{4} - 10^5))$$

(Ec. 5.40)

$$C_{\text{cimiento_jacket}} = 620 \cdot P_N \cdot (1 + 0,02 \cdot (20 - d)) \cdot (1 + 0.8 \cdot 10^{-6} \cdot (h \cdot \frac{D^2}{4} - 10^5))$$

(Ec. 5.41)

○ Coste de la marinización

Otra de las diferencias entre las turbinas offshore y las onshore es la marinización. Ésta hace que aumente la capacidad de resistencia de los diferentes elementos del aerogenerador del entorno marino en alta mar. Esto se debe gracias a pinturas y recubrimientos especiales, sellamiento mejorado para las cajas de velocidad, los generadores, componentes eléctricos y conexiones eléctricas. Gracias a datos publicados en una serie de revistas europeas y recogidos por [2], se calcula la marinización como el porcentaje de entre un 10% y un 15% de la turbina y la torre, dependiendo de las condiciones del parque y del lugar donde se quiere instalar.

$$C_{\text{marinización}} = 0,13 \cdot C_{\text{turbina}} \quad \text{(Ec. 5.42)}$$

5.6 Implementación a software

Las fórmulas de los costes asociados a los diferentes elementos del aerogenerador, se han programado en el lenguaje Visual Basic para realizar una macro de Excel. Este programa se basa en la entrada de las variables utilizadas en las fórmulas. Mediante una interfaz gráfica se pueden introducir dichas variables de forma intuitiva. Una vez introducidos todos los datos, se representan los resultados en una hoja de Excel donde se indica el coste asociado a todos los elementos representados en el capítulo 5.5. Este proceso se puede realizar para hacer probaturas y escoger las características más adecuadas para un parque eólico

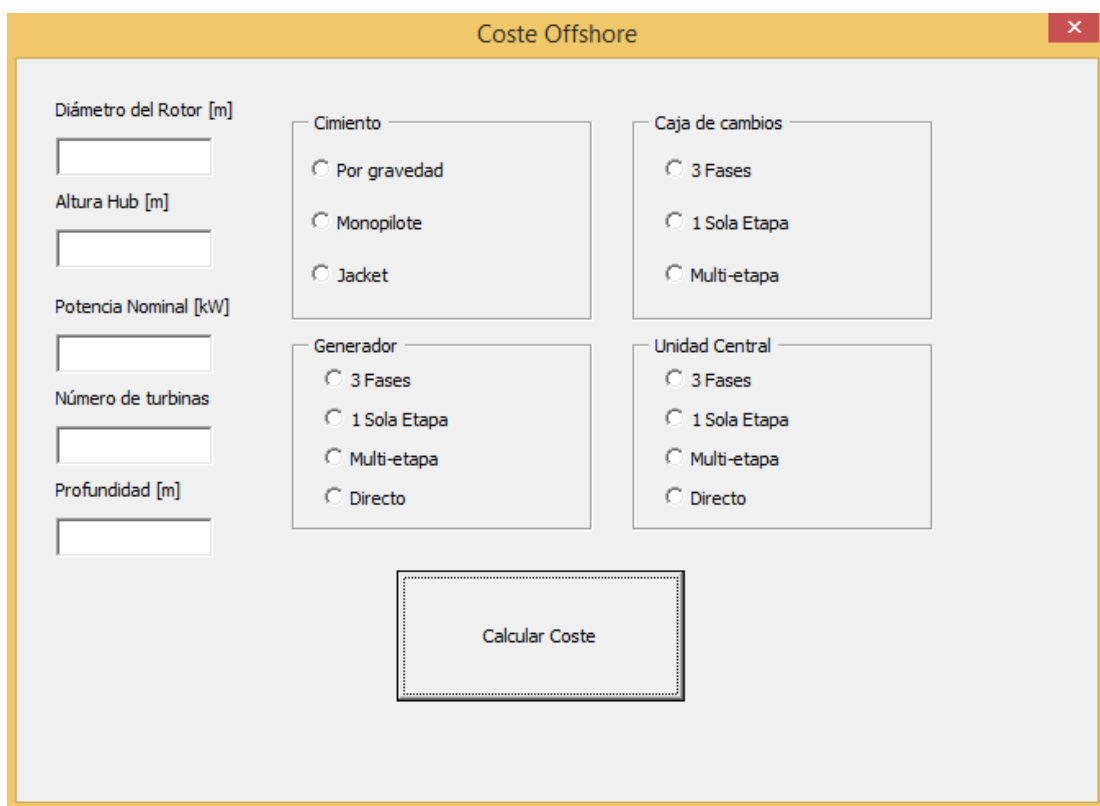


Fig. 5.14 Interface gráfica: Programa calculador del coste – Fuente propia

Para poder realizar el cálculo, se deberán introducir las variables representadas en el formulario y pulsar el botón “Calcular Coste”.

- Diámetro del Rotor [m]: se introducirá el tamaño del diámetro de la turbina
- Altura Hub [m]: se introducirá la altura a la cual está posicionado el hub

- Potencia Nominal [kW]: se introducirá la potencia nominal de la turbina que se desea instalar.
- Número de turbinas: se indica el número de turbinas del cual consta el parque eólico que se quiere estudiar
- Profundidad [m]: se indica la media de las profundidades a las cuales se encuentra el lecho marino en las diferentes posiciones donde irán los aerogeneradores.
- Cimiento: se escogerá entre las opciones “gravedad”, “mono pilote” y “jacket”
- Caja de cambios: se escogerá entre las opciones “3 fases” “1 sola etapa” y “multi-etapa”. Se ha demostrado en el estudio que generalmente es de 3 fases
- Generador: se escogerá entre las opciones “3 fases” “1 sola etapa” “multi-etapa” y “directo” en el caso que no tenga convertidor de potencia
- Unida central: se escogerán entre las mismas opciones dadas en “Generador”

Una vez pulsado el botón de “Calcular Coste” se rellena una plantilla en una hoja de Excel, mostrando los cálculos asociados a los costes de todos los elementos analizados en el estudio.

Elementos	Coste	
Coste Palas		€
Coste Hub		€
Coste Pitch		€
Coste Spinner		€
Coste Cojinetes principales		€
Coste Eje de baja velocidad		€
Coste Caja de cambios		€
Coste Freno mecanico		€
Coste Generador		€
Convertidor de potencia		€
Unidad de orientación y de apoyo		€
Unidad central		€
Conexiones eléctricas		€
Cubierta góndola		€
Torre		€
Turbina y torre		€
Transporte		€
Instalación		€
Conexión electrica		€
Protección Socavación		€
Cimientos		€
Marinización		€
TOTAL aerogenerador		€
TOTAL		€

Fig. 5.15 Plantilla del programa calculador de costes – Fuente propia

El código del programa se puede ver en el Anexo B, donde también se encuentran las instrucciones de uso para ejecutar la interface gráfica.

5.7 Verificación del modelo

Para realizar una prueba del funcionamiento de la herramienta se utilizan los últimos parques instalados de la base de datos. Se han escogido los parques desde el 2010. Se introducen los datos en el programa y nos fijamos en el porcentaje de error.

Coste Offshore

Diámetro del Rotor [m]
120

Altura Hub [m]
81,6

Potencia Nominal [kW]
3600

Número de turbinas
111

Profundidad [m]
16

Cimiento
☐ Por gravedad
☒ Monopilete
☐ Jacket

Caja de cambios
☒ 3 Fases
☐ 1 Sola Etapa
☐ Multi-etapa

Generador
☒ 3 Fases
☐ 1 Sola Etapa
☐ Multi-etapa
☐ Directo

Unidad Central
☒ 3 Fases
☐ 1 Sola Etapa
☐ Multi-etapa
☐ Directo

Calcular Coste

Elementos	Coste
Coste Palas	1068071,2 €
Coste Hub	195172,8 €
Coste Pitch	75213,5 €
Coste Spinner	26802,6 €
Coste Cojinetes principales	37454,8 €
Coste Eje de baja velocidad	28670,9 €
Coste Caja de cambios	448281,9 €
Coste Freno mecanico	20267,7 €
Coste Generador	129996,0 €
Convertidor de potencia	173268,0 €
Unidad de orientación y de apoyo	279250,8 €
Unidad central	308964,5 €
Conexiones eléctricas	407700,0 €
Cubierta góndola	128475,9 €
Torre	1375609,1 €
Transporte	502027,2 €
Instalación	1617459,2 €
Conexión electrica	2108753,9 €
Protección Socavación	221760,0 €
Fundamentos	2732656,5 €
Marinización	611416,3 €
TOTAL aerogenerador	12497275,0 €
TOTAL	1387197525,0 €

Fig. 5.16 Resultados del parque eólico Anholt, 2013 – Fuente propia

Los resultados de la Tabla 5.9 indican que hay un error máximo del -26,14% y un error mínimo del 3,55%. El error máximo corresponde al parque eólico Thornton Bank Phase II (Bélgica). Comparando este error con el que daba [2], se observa una mejora del 30%. A su vez, el error mínimo corresponde al parque eólico Anholt (Dinamarca). Si se compara con el que resultó utilizando los resultados de [2], se observa una mejora del 46,5%. En la tabla se muestra en verde los valores que cumplen el umbral definido con anterioridad.

Parque eólico	error %	%Cimientos	%Instalación y Transporte	%Turbina	%Grid
Anholt	3,55	22,64	17,56	38,97	17,47
Thornton Bank Phase II	-17,84	19,62	20,97	23,71	13,37
EnBW Baltic I	-26,14	16,91	12,23	25,81	14,07
Belwind Phase 1	-20,76	20,56	14,61	23,63	15,71
Alpha Ventus sin retraso	-4,29	18,33	23,53	29,48	18,59

Tabla 5.9 Resultados obtenidos con la herramienta – Fuente propia

En la Tabla 5.9 se muestran los factores principales en el coste de un parque eólico. Se han marcado en verde los valores que están dentro del umbral de porcentajes definido anteriormente en el capítulo 5.1.

Con esta verificación se comprueba que ha habido una mejora sustancial respecto al uso de las ecuaciones iniciales que seguían el modelo de NREL y Dicorato. Pero para verificar la herramienta se realiza una prueba sobre dos parques eólicos offshore puestos en marcha en el 2013, y que no se utilizaron a la hora de formular el modelo para poder hacer las pruebas pertinentes. Estos parques son la primera fase del London Array y la fase 2 del Walney WindFarm.

INPUTS/PARQUE	London Array	Walney
Diámetro [m]	120	120
Altura del hub [m]	87	90
Potencia Nominal [kW]	3600	3600
Profundidad media [m]	11,5	27
Cimiento	Mono pilote	Mono pilote
Generador	3 fases	3 fases
Nº de turbinas	175	51
COSTE	2200 M€	738M€

Tabla 5.10 Inputs y costes de los parques London Array y Waney – Fuente propia

En la Tabla 5.10 se indican los inputs que se han introducido en la herramienta. También se ha incluido el coste del parque eólico en la fila de COSTE para poder comparar los resultados que se obtendrán con los reales. En la figura Fig. 5.17, se muestran los outputs que ha dado el programa informático implementado con el modelo expuesto en la sección 5.5.

Elementos	Coste	Elementos	Coste
Coste Palas	1068071,2 €	Coste Palas	1068071,2 €
Coste Hub	195172,8 €	Coste Hub	195172,8 €
Coste Pitch	75213,5 €	Coste Pitch	75213,5 €
Coste Spinner	26802,6 €	Coste Spinner	26802,6 €
Coste Cojinetes principales	37454,8 €	Coste Cojinetes principales	37454,8 €
Coste Eje de baja velocidad	28670,9 €	Coste Eje de baja velocidad	28670,9 €
Coste Caja de cambios	448281,9 €	Coste Caja de cambios	448281,9 €
Coste Freno mecanico	20267,7 €	Coste Freno mecanico	20267,7 €
Coste Generador	129996,0 €	Coste Generador	129996,0 €
Convertidor de potencia	173268,0 €	Convertidor de potencia	173268,0 €
Unidad de orientación y de apc	279250,8 €	Unidad de orientación y de apc	279250,8 €
Unidad central	308964,5 €	Unidad central	308964,5 €
Conexiones eléctricas	407700,0 €	Conexiones eléctricas	407700,0 €
Cubierta góndola	128475,9 €	Cubierta góndola	128475,9 €
Torre	1465996,5 €	Torre	1516211,7 €
Turbina y torre	4793589,0 €	Turbina y torre	4843805,0 €
Transporte	502027,2 €	Transporte	502027,2 €
Instalación	1617459,2 €	Instalación	1617459,2 €
Conexión electrica	2108753,9 €	Conexión electrica	2108753,9 €
Protección Socavación	221760,0 €	Protección Socavación	221760,0 €
Cimientos	2560436,1 €	Cimientos	3368927,2 €
Marinización	623166,6 €	Marinización	629694,7 €
TOTAL aerogenerador	12427192,0 €	TOTAL aerogenerador	13292427,0 €
TOTAL	2174758600,0 €	TOTAL	677913777,0 €

Fig. 5.17 Resultados herramienta informática – Walney y London Array – Fuente propia

Los resultados obtenidos se compararon con los datos sacados de [11], y como se ha hecho para comprobar la mejora respecto a las fórmulas del estudio de NREL y Dicorato, se comprueba si los porcentajes de los diferentes elementos de la turbina cumplen con el umbral definido en la sección 5.1.

Parque eólico	error %	%Cimientos	%Instalación y transporte	%Turbina	%Grid
London Array	-1,15	20,37	16,86	38,13	16,77
Walney	-8,14	23,28	14,65	33,47	14,57

Tabla 5.11 Resultados obtenidos con la herramienta informática – Fuente propia

En la Tabla 5.11, se recogen los porcentajes de error respecto a los datos reales en la columna “error%”. Se puede ver como ambos están por debajo del 10% de error. También se ha calculado el porcentaje que supone el coste de los cimientos, la instalación junto al transporte, la turbina (que incluye la torre) y la red eléctrica o Grid. En verde se reflejan los valores que cumplen con el umbral definido en el capítulo 4.1. Tanto en London Array como Walney se observa que no se cumple el porcentaje mínimo para admitirse en el umbral de porcentajes definido. Esta diferencia es del 1,14% en el caso de London Array y del 3,35% para Walney. Lo que supone que, aunque dan valores inferiores, se acerca mucho al límite definido. Lo mismo ocurre con la turbina de Walney que dista de un 1,53% respecto al valor más pequeño del umbral.

6. Impacto en la sociedad

Los parques eólicos generan un impacto en la sociedad de diferentes tipos. Tanto ambiental con la reducción de gases contaminantes, como visual, acústico, en la pesca, en la flora y la fauna.

6.1. Impacto visual

El impacto visual es muy importante para la población que habita cerca del lugar donde se quiere instalar un parque eólico. Por eso, se pintan las turbinas de un color gris neutro, para así quedar camufladas con el entorno. También se marca con una luz roja de baja intensidad cada góndola.

Pero esto está cambiando ya que, por ejemplo en Dinamarca, la Administración de Aviación Civil exigió que cada turbina se marcara con una luz intermitente fuerte. Y cabe esperar requisitos más estrictos como marcar las puntas de las aspas de color rojo, cosa que haría incrementar el impacto visual.

6.2. Impacto acústico

El impacto acústico no supone un problema trascendental ya que existe una distancia obligada de más de 2 kilómetros a la costa, lo cual hace que el sonido ya se haya propagado antes de afectar a las áreas pobladas.

6.3. Impacto en la flora y fauna

El momento más delicado para la flora y la fauna es el de la construcción del parque, donde barcos y submarinistas interfieren en el hábitat natural de estos pudiendo dañar la vegetación marina o los animales acuáticos. Es por eso que normalmente se hace un estudio de video inspección antes de levantar los aerogeneradores.

Una vez construidos se ocasiona un problema con las aves que acostumbran a volar por esas zonas. Aunque también, se realiza un estudio previo sobre la existencia y hábitos de dichos

animales puesto que, debido al tamaño de los aerogeneradores, las aves pueden impactar con las palas del aerogenerador.

6.4. Impacto en la pesca

Durante la construcción, la pesca se prohíbe en esa zona, por lo que se da una compensación económica a los pescadores (como en el caso del parque eólico de Middelgrunden). Una vez se ha realizado la instalación del parque eólico, la pesca vuelve a estar permitida, pero ciertas herramientas como las de raspado no están permitidas debido a que los cables se entierran bajo el suelo. También hay normas acerca del anclaje de los barcos debidos al mismo motivo.

6.5. Impacto medioambiental

El impacto medioambiental es relativamente positivo si se tiene en cuenta la cantidad de humos y partículas dañinas para el ambiente que dejan de producirse. Esto es debido a que no se necesita ningún tipo de combustión para generar energía. La instalación de un parque eólico supone evitar toneladas de gases nocivos al ambiente, si en su lugar se instalase otro tipo de central energética. Se reduce en unas 26 toneladas la cantidad de dióxido de sulfuro, y en unas 1100 toneladas el dióxido de carbono según [11]. Además que se reducen partículas y escorias debido a que no hay combustión.

6.6. Impacto medioambiental del PFC

El PFC no tiene ningún impacto medioambiental debido a que la elaboración del proyecto no ha necesitado de realizar ningún tipo de fabricación o instalación. Por tanto, si se excluye el gasto del papel empleado, y se considera que las visitas realizadas con el tutor no ha tenido impacto medioambiental ya que no se ha utilizado ningún vehículo, el impacto es nulo.

7. Presupuesto del proyecto

Para realizar la estimación del presupuesto asignado para realizar este proyecto, se tiene en cuenta que se ha dividido en dos fases. La primera fase ha sido la de la investigación en profundidad sobre el tema a estudiar teniendo en cuenta documentos y estudios realizados, el aprendizaje del lenguaje Visual Basic utilizando conocimientos previos de programación algorítmica y la búsqueda para encontrar los datos necesarios para hacer el análisis.

La segunda fase ha consistido en el estudio de los datos obtenidos, la elaboración del modelo de costes y en la implementación a software realizada.

Debido a que la realización de este proyecto se ha compaginado con el trabajo en prácticas que estoy realizando en una empresa, se considera una dedicación media de 3 horas diarias durante el periodo de un año que ha sido la duración de éste.

Se realiza pues el cálculo del presupuesto teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Recursos humanos: se considera un coste de 10€ la hora por parte del estudiante y de 50€ la hora por parte del tutor.
- Materiales: se estima el coste del material utilizado como son bolígrafos o folios en 15€
- Software: el coste de la licencia de Microsoft Office es de 10€ al mes.
- Hardware: el coste del ordenador utilizado es de 500 € y se considera una amortización del 25% anual.
- Suministros: considerando el gasto eléctrico y de Internet se estima un coste de 10€ mensual.
- La Impresión y encuadernación del proyecto se valora en 150€

En la Tabla 7.1 se contabiliza el presupuesto referenciado a los factores anteriormente expuestos. Se ha considerado que el IVA está incluido en todos los casos con lo que el coste obtenido será el presupuesto total.

		Unidades	Coste	Coste total
Recursos humanos	Estudiante	795h	10 €/h	7.950 €
	Tutor	20h	50 €/h	1.000 €
	Material de oficina		15 €	15 €
Software	Microsoft Office	12 meses	10 €/mes	120 €
Hardware	Amortización Ordenador	1 año	125 €/año	125 €
Suministros	Internet y gasto eléctrico	12 meses	10 €/mes	120 €
	Impresión y encuadernación		150 €	150 €
	Coste total			9.480 €

Tabla 7.1 Presupuesto del PFC – Fuente propia

Conclusiones

Una vez realizado el modelo de la previsión del CAPEX y se ha implementado en el programa informático, se pueden deducir las siguientes conclusiones.

En las secciones finales del capítulo 5, se observa la importancia en la elección de las dimensiones de la turbina, la potencia nominal de ésta y la decisión del empleo de un tipo de cimiento ya que influye directamente en los costes de los gastos de las fases desarrollo, despliegue y puesta en marcha de un parque eólico offshore.

La herramienta que se ha creado para predecir el CAPEX asociado a un parque eólico offshore, se basa en el modelo de los costes de los diferentes elementos que lo componen, incluyendo el coste de la turbina y de la torre, los cimientos, la red eléctrica, la instalación y el transporte.

Se valida el modelo aplicándolo a los dos últimos parques eólicos offshore puestos en marcha en el reino unido en el año 2013. Se comprueba que los porcentajes de error son pequeños y que el peso del coste de cada elemento asociado al parque coincide mayoritariamente con los umbrales admisibles definidos en las secciones iniciales del capítulo 5.

Agradecimientos

A mi tutora, Mònica Aragüés, porque sin ella no hubiese podido realizar este estudio. Gracias a su ayuda en cuanto a documentación, a sus consejos y a sus opiniones, que me han ayudado a complementar este proyecto.

A mis padres, porque me han apoyado durante toda mi carrera y han sabido tranquilizarme en los momentos que más lo necesitaba. Porque me han enseñado a que las cosas con empeño se pueden conseguir.

Finalmente me gustaría darle las gracias a todos los compañeros con los que he compartido momentos durante la carrera, porque de cada uno de ellos saco una pequeña lección de vida que me ayudará a realizarme como persona.

Bibliografia

Al final del cos del document, s'hi ha d'incloure una llista de totes les fonts en què es basa el document i ha de fer-se referència a aquesta llista en els llocs adequats dins del text. Opcionalment la documentació suplementària que no se cita en el text, però que es considera d'interès per al lector del projecte, s'ha incloure com a llista bibliogràfica independent en un apartat (bibliografia complementària) d'aquest mateix capítol.

Referencias bibliográficas

- [1] Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation – M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, M. Trovato, 2009.
- [2] Wind Turbine Design Cost and Scaling Model - L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson.
- [3] Offshore Wind Energy: Ready to Power a Sustainable Europe, Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, NNE5 – 1999 – 562, Final Report, Delft University of Technology, The Netherlands, December, 2001 GUTOWSKI, T.G., DYM, C.L. *Propagation of ground vibration: a review. Journal of Sound and Vibration*. Vol. 49(2)*, 1976, p. 179-193.
*Revista Volum (Número).
- [4] Adapting offshore wind power foundations to local environment by Linus Hammar, Sandra Andersson and Rutger Rosenberg.
- [5] www.renewableuk.com - Offshore WindForecasts of future costs and benefits, June 2011
- [6] <http://www.windpowerengineering.com/design/mechanical/understanding-costs-for-large-wind-turbine-drivetrains/>
- [7] The Middelgrunden Offshore Wind Farm report
- [8] EWEA - Wind in power 2013 European statistics
- [9] <http://energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine-0>
- [10] <http://energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>
- [11] <http://www.4coffshore.com/windfarms/>
- [12] Malcolm, D. J.; Hansen, A. C. WindPACT Turbine Rotor Design Study: June 2000--June 2002 (Revised). NREL/SR-500-32495. Work performed by Global Energy Concepts, LLC, Kirkland, WA; and Windward Engineering, Salt Lake City, UT. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, April 2006 (revised).

- [13]** WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 3 -- Self-Erecting Tower and Nacelle Feasibility: March 2000 - March 2001. (2001). NREL/SR-500-29493. Work performed by Global Energy Concepts, LLC, Kirkland, WA. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, May 2001.